РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ ИМ. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ
Ретроспектива научных направлений
СЭИ–ИСЭМ

Ответственный редактор
член-корреспондент РАН *Н.И. Воропай*

НОВОСИБИРСК
«НАУКА»
2010

УДК 621.311.1
ББК 31.2
С 34

Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.

ISBN 978-5-02-018968-3.

В монографии дается обзор результатов научных направлений в области системных исследований в энергетике, выполненных в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН (до 1997 г. – Сибирский энергетический институт (СЭИ)), за его 50-летнюю историю.

Книга предназначена для специалистов, занимающихся системными проблемами энергетики, а также может быть полезна студентам и аспирантам в этой области исследований.

Табл. 32. Ил. 153. Библиогр.: 1681назв.

Р е д а к ц и о н н а я к о л л е г и я

Н.И. Воропай, А.В. Кейко, А.М. Клер, Ю.Д. Кононов,
Б.Г. Санеев, В.А. Стенников

Р е ц е н з е н т ы

Доктор технических наук. *О.В. Балышев*
Доктор технических наук *В.С. Степанов*
Доктор технических наук *В.Р. Чупин*

Утверждено к печати Ученым советом Института систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН

ISBN 978-5-02-018968-3

Без объявления

© Российская академия наук, 2010
© Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ 5
ВВЕДЕНИЕ. К 50-летию Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН 8
ГЛАВА 1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ 13
1.1. Становление системных исследований в энергетике 13
1.2. О книге Л.А. Мелентьева «Системные исследования в энергетике: элементы теории, направления развития» 19
1.3. Междисциплинарные аспекты системных исследований в энергетике 27
1.4. Особенности математического моделирования в системных исследованиях энергетики 36
1.5. Учет неопределенности информации в системных энергетических исследованиях 42
1.6. Методы оптимизации в системных исследованиях энергетики 51
1.7. Актуальные направления теории и методов исследования операций в задачах энергетики 64
1.8. Методы решения некорректных задач в системных исследованиях энергетики 94
1.9. ИТ-инфраструктура системных исследований в энергетике 107
ГЛАВА 2. СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ И ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ, УСТАНОВОК И ОБЪЕКТОВ 127
2.1. Становление прогнозных технологических исследований в энергетике 127
2.2. Физико-химический анализ технологических процессов в энергетике 147
2.3. Исследование быстрых теплогидравлических процессов в каналах энергоустановок 158
2.3.1. Экспериментальная установка «Высокотемпературный контур» 159
2.3.2. Термогидравлические процессы при разгерметизации парогенерирующего канала 161
2.3.3. Исследование теплогидравлических процессов в водоохлаждаемом канале при импульсных тепловыделениях 165
2.3.4. Скорость низкочастотных волн давления в парожидкостной среде с неподвижным слоем шаровых частиц 171
2.4. Оптимизация схем и параметров энергетических установок и электростанций 176
2.5. Системное сопоставление энергетических технологий 215
ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ .. 228
3.1. Управление режимами электроэнергетических систем: теоретические основы, реализация в автоматизированных системах диспетчерского управления 228
3.2. Становление и развитие теории гидравлических цепей 234
3.2.1. Предмет теории гидравлических цепей 234
3.2.2. Основные разделы ТГЦ 235
3.2.3. Основные результаты исследований 236
3.2.4. Математические модели и методы расчета потокораспрелделения 237
3.2.5. Обратные задачи потокораспределения и системная идентификация ТПС 238
3.2.6. Управление режимами 239
3.2.7. Схемно-параметрическая оптимизация ТПС 241
3.2.8. Схемно-структурная оптимизация ТПС 243
3.2.9. Многоуровневое моделирование ТПС 249
3.2.10. Информационные технологии в ТПС 249
3.2.11. Практические приложения 250
3.2.12. Семинар по трубопроводным системам 251
3.2.13. Направления развития теории гидравлических цепей 252
3.3. Предыстория и развитие исследований неоднородностей и слабых мест систем энергетики 253
3.4. Наблюдаемость и идентифицируемость систем энергетики 271
3.4.1. Наблюдаемость электроэнергетических систем 271
3.4.2. Идентифицируемость трубопроводных систем 279
3.5. Оценивание состояния и идентификация параметров систем энергетики 291
3.5.1. Оценивание состояния (ОС) и идентификация параметров систем энергетики 291
3.5.2. Современные направления исследований в области ОС ЭЭС 311
3.5.3. Идентификация трубопроводных систем 314
3.6. Анализ и оптимизация установившихся режимов систем энергетики 324
3.6.1. Алгоритмы для анализа и управления установившимися режимами ЭЭС 324
3.6.2. Анализ и оптимизация установившихся режимов трубопроводных и гидравлических систем 335
3.7. Исследование и нормализация режимов высших гармоник в электрических сетях высоких напряжений 346
3.7.1. История проблемы 346
3.7.2. ГОСТ 13109-97 об оценке несинусоидальности напряжения 347

3.7.3. Результаты измерений $K_{U(n)}$ и K_U в электрических сетях …… 347
3.7.4. Методический подход к моделированию режимов высших гармоник ……. 348
3.7.5. Моделирование электрической сети для анализа режимов высших гармоник ……... 350
3.7.6. Определение параметров элементов сети на высших гармониках по результатам измерений ……..... 352
3.7.7. Основные результаты исследования свойств режимов высших гармоник в сетях высокого напряжения ……. 354
3.7.8. Централизованное снижение напряжений высших гармоник в узлах сети с распределенной нелинейной нагрузкой с помощью пассивных фильтров …… 354
3.8. Исследование переходных процессов электроэнергетических систем и управление ими … 361
3.9. Роль и место методов физического моделирования в исследованиях электроэнергетических систем, проводимых ИСЭМ СО РАН …….. 373
3.10. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики …… 377
3.10.1. Исследование и обеспечение надежности электроэнергетических систем …….. 377
3.10.2. Исследование и обеспечение надежности теплоснабжающих систем ……. 385
3.10.3. Научный семинар «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» …….. 395
3.11. Механизмы управления либерализованными системами энергетики и их реализация … 403
3.11.1. Механизмы управления либерализованными системами электроэнергетики …… 403
3.11.2. Методы и механизмы управления либерализованными системами теплоснабжения … 407
3.11.3. Экономически обоснованные тарифы на электрическую и тепловую энергию на розничном рынке в РФ ……. 412
ГЛАВА 4. СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕНДЕНЦИЙ И ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ …… 418
4.1. Методы и модели исследования взаимосвязей энергетики, экономики и прогнозирования развития ТЭК ……... 418
4.1.1. Системы прогнозных моделей СЭИ 1970-х – 1980-х годов …… 418
4.1.2. Развитие методов моделирования взаимосвязей энергетики и экономики в ИСЭМ СО РАН в 1990–2000 гг. …….. 422
4.1.3. Модельно-компьютерный комплекс ИСЭМ СО РАН для исследования долгосрочных стратегий развития ТЭК во взаимосвязи с экономикой ……... 423
4.1.4. Некоторые результаты исследований ценовых и макроэкономических связей ТЭК ... 426
4.1.5. Направление дальнейших исследований …… 429
4.2. Исследование направлений развития мировой энергетики на долгосрочную перспективу ….. 429
4.3. Формирование и исследование территориально-производственной структуры ТЭК страны и регионов …….. 444
4.3.1. Модели для оптимизации территориально-производственной структуры ТЭК страны, разрабатываемые в 1960–1980 гг. ……. 446
4.3.2. Развитие методов и моделей оптимизации ТЭК страны и регионов в 1990–2000 гг. … 449
4.3.3. Некоторые результаты исследований развития территориально-производственной структуры ТЭК страны и регионов ……. 456
4.4. Прогнозирование и исследование развития региональных ТЭК …….. 459
4.4.1. История развития исследований региональных ТЭК …….. 459
4.4.2. Цели и задачи исследования развития региональных ТЭК ……. 460
4.4.3. Схема исследований развития региональных ТЭК …….. 461
4.4.4. Система моделей для исследования развития региональных ТЭК …… 463
4.4.5. Программно-вычислительный комплекс для исследования развития региональных ТЭК и формирования топливно-энергетических балансов ……. 464
4.4.6. Оценка эффективности стратегий развития ТЭК …… 467
4.5. Исследование в области энергетической безопасности страны и регионов …… 471
4.5.1. Истоки и эволюция проблематики энергетической безопасности. Формирование понятийного аппарата ……... 471
4.5.2. Общая схема исследований …… 476
4.5.3. Угрозы энергетической безопасности. Мониторинг и индикативный анализ …… 478
4.5.4. Технология исследований …… 480
4.6. Долгосрочное прогнозирование природообусловленных факторов в энергетике ……. 484
4.6.1. Предпосылки создания направления по долгосрочному прогнозированию природообусловленных факторов энергетики в СЭИ–ИСЭМ …….. 484
4.6.2. Научная и практическая значимость долгосрочного прогнозирования в энергетике 485
4.6.3. Основные этапы развития долгосрочного прогнозирования в СЭИ–ИСЭМ ……... 487

4.6.4. Вероятностный подход к долгосрочному прогнозированию И.П. Дружинина 489
4.6.5. Методология долгосрочного прогнозирования А.П. Резникова 492
4.6.6. Создание гибридной информационно-прогностической системы ГИПСАР 493
4.6.7. Опыт долгосрочного прогнозирования 494
4.6.8. Применение новых информационных технологий в долгосрочном прогнозировании 495
4.6.9. Анализ эффективности долгосрочного прогнозирования и перспективы его дальнейшего развития 500
4.7. Системные исследования взаимодействия с природной средой при управлении развитием ТЭК ... 502
4.7.1. История экологических исследований в Институте 502
4.7.2. Результаты решения некоторых прикладных задач 505
4.7.3. Развитие методологии учета экологических факторов при оценке вариантов развития энергетики регионов 509
4.7.4. Методический подход для прогнозирования выбросов парниковых газов (CO_2) и оценки эколого-экономической эффективности новых проектов по сокращению выбросов парниковых газов в электроэнергетике 515
4.8. Обоснование развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний 519
4.9 Исследование развития теплоснабжающих систем 530
4.9.1. Территориально-временные уровни планирования развития теплоснабжения 531
4.9.2. Структура и параметры теплоисточников 533
4.9.3. Оптимизация тепловых сетей 535
4.9.4. Оптимизация теплоснабжающих систем 536
4.9.5. Инновационные принципы построения теплоснабжающих систем 538
4.9.6. Позиционирование работ ИСЭМ за рубежом 539
4.9.7. Практические приложения 540
4.10. Обоснование развития систем газоснабжения 543
4.10.1. Краткий обзор исследований по проблемам обоснования развития систем газоснабжения 543
4.10.2. Иерархия задач при комплексном исследовании развития систем газоснабжения в современных условиях 546
4.10.3. Методы и модели для оптимального развития систем газоснабжения 551
4.10.4. Обоснование основных направлений развития систем газоснабжения РФ до 2020 г. 556
4.11. Исследование развития угольной промышленности 559
4.11.1. Развитие методов моделирования угольной промышленности 559
4.11.2. Угольная промышленность как объект исследования и задачи прогнозирования развития отрасли 560
4.11.3. Система моделей для исследования развития угольной промышленности 562
4.11.4. Программное и информационное обеспечение исследований развития угольной промышленности 568
4.11.5. Некоторые результаты исследований развития угольной промышленности 570
4.11.6. Направления дальнейших исследований 571
4.12. Обоснование использования возобновляемых источников энергии 572
4.12.1. История развития исследований в Институте 572
4.12.2. Концептуальные положения и критерии оценки эффективности использования ВИЭ 578
4.12.3. Методический подход по обоснованию применения ВИЭ при разработке региональных энергетических программ 580
4.12.4. Учет ВИЭ при моделировании систем энергетики на различных территориальных уровнях 583
4.12.5. Методы стимулирования внедрения ВИЭ 587
4.13 Исследование и обоснование рациональных направлений развития энергоснабжения северных и труднодоступных территорий 589
4.13.1. Применение электроэнергии на цели теплоснабжения 593
4.13.2. Подключение изолированных потребителей к системе централизованного электро-снабжения 594
4.13.3. Учет изолированных потребителей при разработке региональных энергетических программ 596
4.13.4. Методический подход к выбору оптимальных схем развития энергоснабжения изолированных потребителей 597
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 603
Библиографический список 607

ПРЕДИСЛОВИЕ

Наш институт обязан своим созданием идее комплексного изучения энергетики и выдающемуся ученому-энергетику – академику Л.А. Мелентьеву.

Сибирский энергетический институт (СЭИ) был организован в августе 1960 г. В составе Сибирского отделения Академии наук СССР. Л.А. Мелентьеву, первому директору, удалось привлечь лучших выпускников вузов и сотрудников различных организаций Москвы, Новосибирска, Ленинграда, Томска, Иваново, Иркутска и др., которые составили научное ядро института. С самого начала в СЭИ сложилась атмосфера демократизма, гласности и коллективизма в работе, что впоследствии было развито вторым и третьим директорами института – академиком Ю.Н. Руденко и чл.-корр. РАН А.П. Меренковым и названо «духом СЭИ». В 1997 г. СЭИ переименован в Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ).

Главная задача института состоит в комплексном, системном изучении энергетики в широком ее понимании, а объектами фундаментальных исследований и приложений являются общеэнергетические и физико-технические системы: топливно-энергетические комплексы (ТЭК) территорий, регионов, страны и мира и составляющие их электроэнергетические, тепло-, нефте- и газоснабжающие системы, угольная промышленность, атомная энергетика, а также перспективные энергетические технологии и оборудование.

При этом научная направленность института связана с созданием и развитием теории и методов системных исследований в энергетике, нацеленных на : комплексное и многоаспектное рассмотрение ТЭК и составляющих его систем энергетики; анализ мировых, национальных и региональных тенденций в энергетике; разработку прогнозов, приоритетов и стратегий развития энергетики и ее составляющих; создание научно-методической базы для оптимального планирования, проектирования и функционирования энергетических объектов и систем и автоматизированного управления ими; обеспечение их надежности и безопасности; создание автоматизированных рабочих мест для исследователей, проектировщиков и диспетчеров в этой области и др.

За прошедшие 50 лет со дня основания коллективом института наработано много. Сменяются поколения исследователей, в институт приходит молодежь. В преддверии 50-летнего юбилея института была задумана эта книга.

Почему и зачем нужна эта книга? Ответов несколько:

– 50 лет институту – это серьезное основание для того, чтобы осмыслить и систематизировать то, что сделано;

– нашей молодой смене нужно знать историю исследований, по крайней мере, чтобы «не изобретать велосипед»;

– ведущим сотрудникам и молодежи такое осмысливание и систематизация того, что сделано за 50 лет, полезны, поскольку, в том числе, наталкивают на новые идеи;

– в каждой науке, в каждом научном направлении есть своя внутренняя логика развития идей и подходов, знать ее, понять глубокий смысл этой логики всегда полезно для генерирования новых идей и подходов;

– информационную роль такой книги трудно переоценить как внутри, так и вне нашего коллектива.

Книга открывается развернутым Введением, в котором предпринята попытка систематизировать результаты исследований института, трансформацию подходов в раз-

ные периоды, сформировавшиеся научные школы, элементы внешнего признания достижений коллектива.

Глава 1 посвящена методическим основам системных исследований в энергетике. Рассматривается история становления этого научного направления. Дается анализ книги Л.А. Мелентьева «Системные исследования в энергетике: элементы теории, направление развития», впервые комплексно сформулировавшей основные положения подхода. Рассматриваются междисциплинарные аспекты системных исследований в энергетике. Излагаются особенности математического моделирования как основного инструмента в системных исследованиях энергетики. Анализируются способы учета неопределенности при исследованиях ТЭК и систем энергетики. Рассматривается история развития и использования методов оптимизации для обоснования решений по развитию энергетики и управлению функционированием систем энергетики, специально излагаются оригинальные методы оптимизации, разработанные в институте. Анализируются новые актуальные направления теории исследования операций с учетом современных постановок энергетических задач. Дана история развития методов решения некорректных задач в энергетических исследованиях. Рассматриваются развитие и применение в институте информационных технологий (ИТ) и формирование ИТ-инфраструктуры системных исследований в энергетике.

В главе 2 дана ретроспектива системных исследований свойств и закономерностей развития энергетических технологий, установок и объектов. Рассмотрено становление прогнозных технологических исследований в энергетике в институте. Излагается направление исследований, связанных с физико-химическим анализом технологических процессов в энергетике. Анализируются история и результаты исследований быстрых теплогидравлических процессов в каналах энергоустановок, выполняемых с использованием уникальной экспериментальной установки – высокотемпературного контура. Рассмотрены подходы и методы оптимизации схем и параметров энергетических установок и электростанций. Излагается подход к системному сопоставлению энергетических технологий с помощью системных математических моделей.

В главе 3 рассматриваются методические основы, математические модели и методы исследования свойств систем энергетики и управления ими. Это направление представлено двумя взаимно дополняющими друг друга составляющими, связанными с электроэнергетическими системами (ЭЭС), с одной стороны, и с трубопроводными и гидравлическими системами, с другой. Излагаются история разработки теоретических основ управления режимами ЭЭС и их реализация в автоматизированных системах диспетчерского управления, а также становление и развитие теории гидравлических цепей в институте. Рассмотрены предыстория и развитие исследований неоднородностей и слабых мест в системах энергетики – электроэнергетических и трубопроводных и гидравлических. Представлены результаты в области наблюдаемости и идентифицируемости систем энергетики, а также по проблемам оценивания состояния и идентификации параметров систем энергетики. Рассмотрены в историческом аспекте методы анализа и оптимизации установившихся режимов систем энергетики, а также методы исследования и нормализации режимов высших гармоник в электрических сетях высоких напряжений. Излагается история развития исследований в области моделирования и анализа переходных процессов ЭЭС и управления ими. Дан анализ роли и места методов физического моделирования в исследованиях ЭЭС, проводимых в институте. Рассмотрены история и результаты исследований и обеспечения надежности систем энергетики. Изложены механизмы управления либерализованными системами энергетики, математические модели и методы их реализации.

Глава 4 посвящена системным исследованиям тенденций и закономерностей развития энергетики. Рассмотрены методы и модели исследования взаимосвязей энергети-

ки и экономики и прогнозирования ТЭК. Дан анализ истории и результатов исследований направлений развития мировой энергетики на долгосрочную перспективу. Излагаются проблемы формирования и исследования территориально-производственной структуры ТЭК страны и регионов, а также прогнозирования и исследования развития региональных ТЭК. Рассматриваются результаты исследований в областях энергетической безопасности страны и ее регионов, долгосрочного прогнозирования природообусловленных факторов в энергетике, системных исследований взаимодействия с природной средой при управлении развитием ТЭК. Обсуждаются методические основы и результаты исследования направлений развития специализированных систем энергетики – электроэнергетических, теплоснабжающих, газоснабжающих, угольной промышленности. Даны методы обоснования использования возобновляемых источников энергии. Приведены результаты исследования и обоснования рациональных направлений развития энергоснабжения северных и труднодоступных территорий.

В Заключении на основании анализа возможных перспектив развития энергетики предпринята попытка сформулировать актуальные направления системных исследований в энергетике.

* * *

Подготовка книги выполнена авторским коллективом в следующем составе: Абасов Н.В. (п. 4.6), Агафонов Г.В. (п. 4.11), Апарцин А.С. (п. 1.8), Беляев Л.С. (пп. 1.1, 1.5, 4.2, 4.8), Бережных Т.В. (п. 4.6), Войтов О.Н. (п. 3.6), Воропай Н.И. (Предисловие, Введение, пп. 1.2, 3.1, 3.3, 3.8, 3.10, 4.8, Заключение), Гамм А.З. (пп. 1.4, 3.3, 3.4, 3.5), Глазунова А.М. (п. 3.5), Головщиков В.О. (п. 3.9), Голуб И.И. (п. 3.3, 3.4), Гришин Ю.А. (п. 3.5), Дзюбина Т.В. (п. 4.10), Еделева О.А. (п. 4.9), Епифанов С.П. (п. 3.3), Ефимов Д.Н. (пп. 3.3, 3.8), Зоркальцев В.И. (пп. 1.6, 1.7), Иванова И.Ю. (пп. 4.12, 4.13), Илькевич Н.И. (пп. 3.2, 4.8), Каганович Б.М. (пп. 1.3, 2.2), Калинина Ж.В. (п. 4.10), Кейко А.В. (пп. 2.1, 2.5), Клер А.М. (пп. 2.4, 2.5), Ковалев Г.Ф. (п. 3.10), Коверникова Л.И. (п. 3.7), Колосок И.Н. (п. 3.5), Кононов Ю.Д. (п. 4.1), Коркина Е.С. (п. 3.5), Корнеев А.Г. (пп. 3.11, 4.4), Кошелев А.А. (пп. 4.7, 4.12), Курбацкий В.Г. (п. 3.5), Лагерев А.В. (п.4.3), Майсюк Е.П. (п. 4.7), Марченко О.В. (пп. 4.2, 4.12), Массель Л.В. (п. 1.9), Музычук С.Ю. (п. 4.4), Новицкий Н.Н. (пп.3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6), Окунева С.Т. (п. 4.10), Осак А.Б. (п. 3.8), Паламарчук С.И. (п. 3.11), Пеньковский А.В. (п. 3.11), Подковальников С.В. (п. 4.8), Постников И.В. (п. 3.10), Пяткова Н.И. (п. 4.5), Рабчук В.И. (п. 4.5), Савельев В.А. (п. 4.8), Санеев Б.Г. (пп. 1.5, 4.3, 4.7), Сендеров С.М. (п. 4.5), Славин Г.Б. (п. 4.5), Смирнов С.С. (п. 3.7), Соколов А.Д. (пп. 4.4, 4.11), Соломин С.В. (п. 4.2), Стенников В.А. (3.2, 3.10, 3.11, 4.9), Таиров Э.А. (п. 2.3), Такайшвили Л.Н. (п. 4.11), Труфанов В.В. (п. 4.8), Тугузова Т.Ф. (пп. 4.12, 4.13), Федотова Г.А. (п. 3.10), Хамисов О.В. (п. 1.7), Ханаева В.Н. (п. 4.3), Чельцов М.Б. (п. 4.5), Шер И.А. (п. 1.4, 1.9).

Авторский коллектив выражает признательность Л.В. Ивановой, Н.С. Карымовой, О.М. Ковецкой, Т.Г. Новожиловой, Л.Н. Таюрской, А.Д. Шиленковой за большую работу по подготовке и изданию этой книги.

ВВЕДЕНИЕ. К 50-ЛЕТИЮ ИНСТИТУТА СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ ИМ. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА СО РАН

19 августа 1960 г. было подписано постановление Президиума Академии наук СССР об организации в составе Сибирского отделения АН СССР в г. Иркутске Сибирского энергетического института. Постановление основывалось на распоряжении Совета Министров РСФСР от 3 августа 1960 г. № 4908-р. В 1997 г. постановлением Президиума СО РАН институт переименован в Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН).

Для создания Института имелись объективные предпосылки. Ко второй половине 1950-х годов в бывшем СССР, как и других экономически развитых странах, в энергетике сложилась принципиально новая ситуация, связанная с формированием крупных, территориально распределенных протяженных систем энергетики – электроэнергетических, газо-, нефте- и нефтепродуктоснабжающих, теплоснабжающих и др. В результате взаимосвязей и взаимовлияния систем энергетики образовался топливно-энергетический комплекс (ТЭК) как совокупность отраслевых систем энергетики, один из базовых комплексов экономики страны. Возникла объективная необходимость в комплексных междисциплинарных исследованиях системных проблем развития и функционирования систем энергетики и ТЭК в целом, имеющих фундаментальный характер.

В этот же период появились реальные возможности решения этих сложных многомерных системных задач, отличающихся нелинейными взаимосвязями множества факторов и условий и имеющих часто динамический характер поведения, благодаря появлению электронных вычислительных машин (ЭВМ) и бурно развивающимся методам вычислительной математики.

С учетом этого основателем и первым директором Института академиком Л.А. Мелентьевым была сформирована направленность исследований, базирующихся на сочетании трех составляющих:

– принцип системности, по которому все заявления и процессы в системах энергетики должны рассматриваться с позиций закономерностей целого и взаимодействия его частей;

– комплексный энергетический подход, сформулированный еще школой академика Г.М. Кржижановского, воспитанником которой был Л.А. Мелентьев;

– практическая необходимость изучения энергетики как совокупности непрерывно развивающихся и усложняющихся систем энергетики.

Первый период деятельности института – 1960-е годы – характеризовался самоутверждением математического моделирования и математических методов в энергетике и несколько преувеличенными надеждами молодого коллектива (средний возраст сотрудников 26–28 лет), что активное применение новых методов должно быстро преобразовать практику планирования, проектирования и эксплуатации систем энергетики. Освоение методов математического моделирования и ЭВМ с первых же лет выдвинуло Институт в одну из лидирующих научных организаций, решающих сложные комплексные проблемы энергетики. Этот статус Института подтвердили первые две всесоюзные конференции – 1963 и 1966 гг., проведенные в Иркутске.

Несмотря на лидирующую роль математического моделирования и ЭВМ в энергетических исследованиях Института, Л.А. Мелентьев придавал большое значение физическим исследовательским установкам. В 1960-е годы был спроектирован и сооружен высокотемпературный контур для изучения нестационарных процессов в паропроводах при высоких давлениях и температурах, ставший впоследствии уникальным исследовательским средством не только в СССР, России, но и в мире, который продолжает активно использоваться и развиваться до настоящего времени. Не так удачно сложилась судьба другой экспериментальной установки – электродинамической модели, а затем – цифро-аналого-физического

комплекса (ЦАФК) для исследования аварийных процессов в энергосистемах. В 1960–1970-е годы с использованием ЦАФК был решен ряд важных задач, особенно в части разработки и настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов. К концу 1980-х – началу 1990-х годов спрос на исследования с использованием ЦАФК существенно снизился и установка была демонтирована.

Некоторое время находила применение еще одна экспериментальная установка – гидроинтегратор – для моделирования процессов в трубопроводных системах. В начале 1960-х годов в Институте существовала экспериментальная база по изучению процессов полукоксования углей. К концу 1990-х – началу 2000-х годов возникла необходимость создания экспериментальной установки газификации твердых топлив, на которой в последние годы были получены важные результаты. Тем не менее основным инструментом исследований Института на всем протяжении его истории оставались ЭВМ.

Следующий период – 1970-е годы – характеризовался определенным переосмыслением возможностей математического моделирования и ЭВМ в энергетических исследованиях, что сопровождалось осознанием принципиальной важности управления в системах энергетики как основного средства придания им необходимых свойств в процессах развития и функционирования, а также возникновением и интенсивным развитием основных научных направлений исследований Института.

На конец этого периода приходится издание книги Л.А. Мелентьева «Системные исследования в энергетике: элементы теории, направления развития» (М.: Наука, 1979), фактически ознаменовавшей теоретическое обобщение, структуризацию и оконтуривание проблематики системных энергетических исследований как самостоятельного научного направления. Л.А. Мелентьев сформулировал четыре базовых теоретических элемента системных исследований в энергетике: изучение природы исследуемых систем и их свойств; исследование объективных тенденций развития изучаемых систем; разработка и совершенствование методов и средств исследования систем энергетики; решение с использованием методов системных исследований фундаментальных, в том числе межотраслевых, проблем развития энергетики, управления функционированием систем энергетики.

Эти базовые теоретические положения системных энергетических исследований на долгие годы определили приоритеты сформулированного научного направления, а также составляющие прикладных аспектов и проблем системных исследований в энергетике. В 1980-е годы исследования Института приобретают все более комплексный характер. Его сотрудники активно участвуют в разработке Государственных программ и стратегий развития энергетики страны, научно-технического прогресса в энергетике и др.

В это же время издается трехтомная монография Института, обобщившая результаты работы коллектива по системным исследованиям в энергетике и получившая премию Сибирского отделения Академии наук СССР в конкурсе теоретических работ. В 1986 г. четыре сотрудника Института из состава авторского коллектива под руководством директора Института академика Ю.Н. Руденко были удостоены Государственной премии СССР в области науки и техники. За первые 30 с небольшим первых лет сотрудникам Института были присуждены семь премий им. Г.М. Кржижановского Академии наук за значительные теоретические результаты в решении комплексных энергетических проблем.

Резкое изменение экономических и социально-политических условий развития и функционирования энергетики в начале 1990-х годов потребовало определенной корректировки структуры и содержания системных исследований. Но это не оказалось болезненным для коллектива, поскольку теоретические основы системных энергетических исследований, те четыре элемента теоретической базы, которые были сформулированы Л.А. Мелентьевым как фундаментальные составляющие этого научного направления, не подверглись каким-либо существенным изменениям.

Конечно, другими стали структура и механизмы отношений в энергетике, что потребовало разработки новых методов управления развитием и функционированием систем энергетики и ТЭК в целом, пересмотра состава и содержания комплексных энергетических

задач, разработки принципиально новых проблем. Но важно то, что научное направление «Системные исследования в энергетике» оказалось готовым к такой необходимой трансформации именно благодаря заложенной в нем фундаментальной теоретической базе. И уже в 1993 г. коллектив Института, руководимый директором членом-корреспондентом РАН А.П. Меренковым, смог активно включиться в разработку первой в новейшей истории России Энергетической стратегии страны. В дальнейшем Институт регулярно активно участвует в разработке этого основополагающего документа в области приоритетов развития энергетики страны.

С середины 1990-х годов и особенно в 2000-е годы развитие системных исследований в энергетике характеризуется рядом особенностей, среди которых целесообразно выделить следующие.

1. Тенденция глобализации в энергетике привела к необходимости рассматривать усиление энергетических связей России с другими странами и анализировать место и роль ее энергетики в межгосударственной и мировой энергетической инфраструктуре. Это потребовало не только развития соответствующих исследований в Институте, но и активизации сотрудничества с энергетическими организациями других стран и международными энергетическими институтами. В 1998 г. состоялась первая международная конференция «Энергетическая кооперация в Азии», которая стала проводится регулярно раз в два года. В 2002 г. постановлением Президиума СО РАН при Институте создается международный исследовательский центр энергетической инфраструктуры «Азия – Энергия», координировавший ряд международных проектов. Сотрудники Института работают в международных организациях Азиатско-Тихоокеанского региона, таких как, например, Азиатско-Тихоокеанский энергетический исследовательский центр, базирующийся в Токио. В 2008 г. Институт становится координатором с российской стороны крупного международного проекта по совершенствованию принципов и систем управления большими электроэнергетическими системами, выполняемого в соответствии с 7-й рамочной программой сотрудничества Европейского Союза и России в области энергетики. Это направление поддерживается второй, регулярно проводимой Институтом с 2000 г. международной конференцией «Либерализация и модернизация энергосистем». Сотрудники Института активно участвуют в авторитетных международных конференциях, представляя оригинальные результаты исследований мирового уровня.

2. Либерализация и реструктуризация отраслей энергетики радикально изменили организационную структуру систем энергетики и характер взаимоотношений между субъектами рынков энергии. Это потребовало пересмотра методов управления развитием и функционированием систем энергетики на основе рационального сочетания рыночных механизмов и государственного регулирования при возросшей неопределенности условий функционирования и, особенно, развития систем, повышенной значимости многокритериальных и компромиссных подходов к обоснованию решений.

3. Глобализация и либерализация в энергетике усилили значение ее внешних связей, влияние экономических, политических, институциональных и других факторов и условий на функционирование и развитие систем энергетики. Одновременно в последние 20 лет обострилась проблема обеспечения достаточного, бесперебойного и экономически доступного энергоснабжения. Все это потребовало разработки нового научного направления системных исследований – энергетической безопасности.

4. Продолжалось изучение природы исследуемых систем энергетики, выявление их новых, объективно обусловленных свойств и тенденций развития. Одно из таких свойств – неоднородность структуры систем энергетики – присуще любым сложноорганизованным системам. Разработаны методы определения и количественной оценки, а также подходы к полезному использованию этого свойства для моделирования систем, управления ими и обоснования их развития. Другой пример – изучение закономерностей развития распределенной генерации, представляемой малыми энергетическими установками, в том числе на

возобновляемых источниках энергии, ее роли и места в энергоснабжении потребителей, влиянии на структуру и свойства систем энергетики и т.п.

5. Расширился спектр аспектов исследований систем энергетики: наряду с техническими, системными, экономическими и др. получили развитие физические, прежде всего термодинамические методы анализа и определения рациональных характеристик энергетических процессов, установок и систем.

С учетом отмеченных особенностей объектами системных исследований Института являются:

– энергетические технологии (энергетические процессы и установки);

– системы энергетики (электро-, тепло-, газо-, нефте-, углеснабжения), управление их функционированием и развитием;

– энергетические комплексы (как совокупности взаимосвязанных систем), прогнозирование их развития и исследование функционирования.

Задачей системных исследований энергетических технологий является комплексный сравнительный анализ эффективности (термодинамической, экономической, экологической и др.) возможных и целесообразных масштабов использования различных энергетических процессов и установок, оптимизация их характеристик и структуры. Основные проблемы прогнозного анализа энергетических технологий и технологических структур связаны с оценкой потенциала совершенствования каждой технологии и раскрытием фундаментальных закономерностей, ведущих к ее освоению; определением благоприятных условий и наиболее эффективных областей применения технологии; уяснением механизма ее конкуренции с альтернативными решениями.

Исследования систем энергетики включают в себя анализ их свойств, разработку методов и математических моделей обоснования их развития и управления функционированием. Системы энергетики приобретают новые, неизвестные на уровне энергетических объектов системные свойства, которые необходимо установить и исследовать, а для придания системам энергетики целесообразных свойств требуется использовать управление в широком смысле этого понятия (управление развитием и функционированием систем энергетики).

Системные исследования энергетических комплексов проводятся для анализа тенденций и закономерностей развития энергетики, прогнозирования развития топливно-энергетических комплексов различных уровней – от региональных, межрегиональных и национальных до межгосударственных и мировой энергетики, разработки научных основ энергетической политики и механизмов ее реализации. Актуальность этих исследований определяется тенденциями глобализации и либерализации энергетики мира и России и в то же время возросшей ролью региональных проблем развития энергетики. В конечном счете речь идет о создании эффективной системы производства, транспорта и распределения топлива и энергии как соответствующей инфраструктуры, обеспечивающей надежность и качество энергоснабжения потребителей.

Фундаментальные исследования Института в указанных направлениях служат методической основой для выполнения прикладных разработок в области обоснования развития энергетики и ее отраслей на различных территориальных уровнях, исследования проблем функционирования систем энергетики и управления ими. В этом плане Институт активно сотрудничает с Минэнерго РФ, энергетическими компаниями федерального и регионального уровней, администрациями и правительствами регионов, организациями других стран и международными.

В Институте сложился активный, работоспособный коллектив, треть которого – молодые сотрудники. Этому коллективу единомышленников по плечу решения любых сложных комплексных проблем развития и функционирования современных и будущих систем энергетики.

ГЛАВА 1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

1.1. Становление системных исследований в энергетике

Как научное направление системные исследования в энергетике формировались в 70–80-е годы прошлого столетия. Этому предшествовали работы по применению математических методов и электронных вычислительных машин (ЭВМ) в энергетических расчетах, созданию теории управления большими системами энергетики (БСЭ), учету неопределенности информации, изучению иерархических структур и внешних связей энергетики и др., которые так или иначе нашли отражение в этом научном направлении. Инициатором и руководителем практически всех работ был академик Л.А.Мелентьев.

Становление системных исследований в энергетике происходило параллельно с появлением и развитием таких общенаучных направлений и теорий, как математическое программирование, кибернетика, теория систем, системный подход, системный анализ и др. Их результаты и достижения, естественно, использовались и в энергетических исследованиях. Рассмотрим эти процессы в историческом плане с выделением для удобства изложения нескольких этапов.

Применение математических методов и ЭВМ. Этот этап, начавшийся в конце 50-х – начале 60-х годов, можно считать исходным. Математические методы применялись в энергетике и раньше, однако более широкие возможности для их использования открылись с появлением ЭВМ. Последние способствовали одновременно бурному развитию новых направлений в математике, например линейного программирования для решения задач оптимизации. Без ЭВМ их практическое применение было бы невозможно.

Применение математических методов и ЭВМ в энергетике было основной научной направленностью Энергетического института СО АН СССР при его создании в 1960 г. (позднее институт стал называться Сибирским энергетическим – СЭИ). Эти исследования интенсивно развивались, и уже в 1963 г. в Иркутске был проведен всесоюзный симпозиум «Методы математического моделирования и использования электронных вычислительных машин в энергетике». Результаты работы симпозиума показали, что Институт выдвинулся в число лидеров в данной области. Доклады, сделанные на симпозиуме сотрудниками СЭИ, обобщены в коллективной монографии [1].

Начало 1960-х годов явилось периодом «повального увлечения» математическими методами и ЭВМ. С энтузиазмом разрабатывались и отлаживались программы расчетов на ЭВМ для решения самых разнообразных энергетических задач. Проведение расчетов на ЭВМ считалось обязательным и зачастую представлялось как доказательство правильности решения задачи. О широте применения «математического моделирования»* можно судить по содержанию тематического сборника работ СЭИ [2], подготовленного к следующему симпозиуму, который провели в Институте в 1966 г.

* Этот термин, предполагающий использование ЭВМ, постепенно вытеснил словосочетание «применение математических методов и ЭВМ».

Использование ЭВМ (не только в СЭИ) позволило решать многие практические задачи и, несомненно, повысило уровень принятия решений в энергетике страны. Однако стало ясно, что ЭВМ – лишь инструмент для выполнения расчетов, а достоверность результатов зависит от качества разработанной программы и, что не менее важно, от использованной информации. «Что в машину заложишь, то и получишь» – эта истина внушала разочарование и сомнения. Наступил период некоторого охлаждения к математическим методам и ЭВМ.

Последующие исследования, анализ и обобщения прояснили постепенно причины «недостатков» математического моделирования. Их несколько:

– исключительная сложность большинства энергетических объектов и систем, затрудняющая или даже не позволяющая описать их математически с необходимой точностью;

– неопределенность (неполнота, недостаточная достоверность и т.п.) информации, которую приходится использовать при расчетах, например на предстоящий период времени;

– многообразие внешних связей изучаемых объектов и систем с окружающей средой (смежными производственными системами и природой);

– влияние «человеческого фактора» – людей в производственных процессах и особенно в органах управления, действия и решения которых нельзя точно предсказать и замоделировать;

– недостаточные параметры и производительность ЭВМ того времени.

Преодоление этих трудностей шло по нескольким направлениям. Во-первых, совершенствовались и применялись новые математические методы и программы расчетов на ЭВМ. Разрабатывались методы эквивалентирования моделей и информации, декомпозиции задач и моделей с последующей увязкой получаемых решений, внедрялись вероятностные и стохастические методы и др. В СЭИ создано, в частности, несколько принципиально новых методов оптимизации в процессе решения сложных энергетических задач. Более подробно это будет рассмотрено в разд. 1.4–1.8.

Во-вторых, уточнялись и углублялись постановки задач, анализировались их состав и взаимосвязи, а также качество имеющейся информации применительно к различным системам энергетики, притом в аспектах функционирования и развития. Здесь большое значение имело совместное участие инженеров соответствующих специальностей, экономистов и математиков в проведении исследований.

В-третьих, формировалось новое представление о системах энергетики как объектах исследований и управления. Этому способствовали получившие уже широкое распространение работы по кибернетике и теории систем. Начался новый этап, непосредственно предшествовавший формированию рассматриваемого научного направления в энергетике.

Управление большими системами энергетики. Понятие «большая система энергетики» введено во второй половине 60-х годов прошлого столетия по инициативе академика Л.А.Мелентьева. Обусловлено это накопленным опытом, отмеченными выше трудностями в математическом моделировании и само́й логикой развития теории энергетических исследований. В этом понятии сочетаются два аспекта: сложность реальных систем и необходимость управления ими (управления функционированием и развитием). Одновременно предполагается, что у разных видов систем энергетики имеются общие свойства, важные с точки зрения управления.

В 1970 г. в Иркутске проведен еще один (уже третий) всесоюзный симпозиум, в названии которого фигурировали слова «управление большими системами в энергетике». Труды симпозиума опубликованы в трех томах [3]. В самом первом докладе на

симпозиуме Л.А.Мелентьев обосновал необходимость формирования теории управления БСЭ [4]. После этого исследования в данном направлении стали интенсивно развиваться в СЭИ и других институтах страны.

Для лучшего представления об этих исследованиях целесообразно пояснить понятие «большой системы энергетики». В нем особый смысл вкладывается в слово «большая». В табл. 1.1, заимствованной из работы [5], показано соотношение БСЭ с другими системами.

Таблица 1.1. **Место больших систем энергетики среди других видов систем**

Класс или вид систем	Определение или отличительные признаки
Системы вообще	Совокупность взаимосвязанных элементов, которая обладает новым качеством, не присущим отдельным элементам
Искусственные производственные	То же, но создаваемые человеком для производства какой-либо продукции
Большие производственные	То же, но: а) включающие управляющие органы и людей, участвующих в управлении; б) имеющие сложную иерархическую структуру; в) непрерывно развивающиеся; г) подверженные влиянию множества случайных и неопределенных факторов
Большие системы энергетики	То же, но предназначенные для производства и распределения энергии, а также использования ее у потребителей.

Можно видеть, что большая система (в том числе БСЭ):

– включает в себя органы управления и является человеко-машинной системой из-за участия людей не только в производстве, но и в управлении;

– имеет сложную и, главное, иерархическую структуру как в управляемой, так и в управляющей своих частях;

– непрерывно развивается с изменением структуры и состава (числа и типов) элементов и связей;

– функционирует и развивается не только вследствие управляющих воздействий, но и под влиянием множества случайных (и неопределенных) факторов.

Такое понимание больших систем энергетики делает их весьма сложным объектом исследований, однако оно более полно отражает реальную действительность. В 1970-е годы проведены многочисленные и серьезные работы по управлению БСЭ. Достаточно полный их обзор представлен в [5]. Наиболее важные и сложные проблемы обсуждены еще на двух всесоюзных симпозиумах в СЭИ: по фактору неопределенности в 1974 г. [6] и по иерархии управления в 1978 г. [7]. Большое внимание уделялось изучению свойств БСЭ.

На этом этапе развития энергетической науки получены важные теоретические результаты, внедренные в практику, многие из которых стали уже «классическими». Несмотря на то что достаточно цельная и полная теория управления БСЭ не была создана, совершенствование методов управления системами энергетики никогда не прекращалось и составляет теперь одно из главных направлений системных исследований в энергетике.

Формирование системных исследований в энергетике как научного направления. В 1979 г. опубликована книга Л.А.Мелентьева «Системные исследования в энергетике» [8] (в 1983 г. она была переиздана в переработанном и дополненном виде [9]). Подробно содержание этой книги будет рассмотрено в следующем подразделе, поэтому здесь мы ограничимся лишь краткими комментариями.

Выход книги [6] можно считать началом формирования данного научного направления, хотя в ней уже даны определенные обобщения, т.е. фактически формирование началось несколькими годами раньше. Видится ряд причин изменения общего названия («флага») исследований, а вернее, их расширения и углубления.

Одна из них – формулировка «управление БСЭ» стала слишком узкой. В нее не укладывались все реально проводимые энергетические исследования. Несомненно, все они так или иначе связаны с развитием и функционированием энергетики в целом или слагающих ее систем (отраслей). Однако термин «управление» подразумевает непосредственное сознательное воздействие на систему. Между тем многие изучаемые проблемы такого непосредственного воздействия не предполагают. Это, например, исследование долгосрочных закономерностей и тенденций развития энергетики, которые носят теоретический (общепознавательный) характер. То же самое можно сказать о многих проблемах научно-технического прогресса (НТП) и экологических проблемах в энергетике, о долгосрочном прогнозировании развития энергетических систем разного уровня, включая прогнозирование потребностей в топливе и энергии, об изучении связей энергетики и экономики и др.

Вторая важная причина состояла в широком развитии и распространении к тому времени общенаучных представлений о «системности» мира, системном подходе к изучению явлений и проблем и т.п. Начали применяться термины «системные исследования» и «системный анализ», предполагающие изучение сложных объектов как систем. В Австрии создается Международный институт прикладного системного анализа (IIASA), в Академии наук СССР образован Институт системных исследований, который возглавил академик Д.М.Гвишиани. Издаются многочисленные книги и сборники трудов по теории систем, системному подходу, системным исследованиям отечественных и зарубежных авторов. Их обзор сделан в [5, 8, 9], и мы не будем здесь его повторять.

В книге [6] дается первая структуризация состава и тематики системных исследований в энергетике. Выделена теоретическая часть исследований, к которой отнесены изучение природы и свойств систем, а также совершенствование методов и средств исследований. Вторая, прикладная часть разделена на пять больших направлений с разбивкой каждого на несколько составляющих. В последующем структура системных исследований в энергетике неоднократно обсуждалась и уточнялась, в том числе и в работе [9]. Интенсивно велись, конечно, и сами системные исследования во всех их областях.

Завершающим этапом формирования (становления) данного научного направления можно считать издание в 1986–1988 гг. трехтомной коллективной монографии СЭИ [5, 10, 11]. В этих книгах обобщены результаты многолетних исследований теоретического и прикладного плана, раскрыта методология (и методы) исследований, указаны возможности и пути их развития. Системные энергетические исследования продолжались, естественно, и после этого, и не только в СЭИ. Однако истории. Процесса их становления как научного направления целесообразно закончить описанием представлений, сформировавшихся к тому времени. Позднее начался уже «период зрелости», тематика исследований обновлялась, особенно после перехода страны от плановой экономики к рыночной. Этому, собственно, и посвящены разделы данной книги.

Под «системными исследованиями» в [5] понимаются *исследования, основанные на системном подходе и использующие средства системного анализа.* Они включают не только *исследования систем, но и исследования сложных проблем,* требующих системного подхода. Ключевым является понятие системного подхода как общей методологии исследований.

Представления о *системном подходе* во многом эвристические – он создает главным образом общую ориентацию для исследователя. Системный подход основан на

диалектических представлениях о единстве, взаимосвязанности и взаимообусловленности явлений реального мира и должен обладать соответствующей универсальностью. Попытки его «жестокой» регламентации противоречили бы самому его смыслу.

Вместе с тем для конкретных направлений исследований (в том числе энергетических) желательны понимание и конкретизация содержания системного подхода для более успешного его применения. Иначе каждый раз пришлось бы начинать исследования с «чистого листа». В [5] смысл и содержание системного подхода (применительно к энергетике) конкретизируется путем выделения четырех его *компонентов*:

1) изучение и учет внешних связей рассматриваемой системы или проблемы (как правило, это делается после выделения изучаемого объекта из окружающей среды, но может потребоваться и в процессе выделения);

2) иерархическое представление о внутренней структуре сложных объектов и процессах управления ими;

3) учет неопределенностей, обусловленных неполнотой исходной информации, многокритериальностью и другими факторами;

4) применение математических методов и ЭВМ.

В [5] делается оговорка об условности такого представления системного подхода и возможности последующих корректив. Кроме того, сказано о желательности дальнейшей его конкретизации в виде некоторого набора принципов или основных положений системного подхода (попытка такой конкретизации сделана позднее в [12]).

Термин «системный анализ» используется в [5] в узком смысле – как совокупность методов, методик, процедур и правил, применяемых в системных исследованиях. Подобное узкое понимание принято и в ряде других работ, например в [13]. Предполагается, что системный анализ включает в себя математические методы исследования операций, которые в достаточной мере формализованы, а также содержит неформальные (эвристические, интуитивные) процедуры, приемы и правила, устанавливаемые и выполняемые людьми (исследователем, экспертом или лицом, принимающим решение).

С учетом описанных понятий, а также работ Л.А.Мелентьева [8, 9] в [5] приводится структура системных исследований в энергетике, представленная на рис. 1.1. Она включает три больших направления, каждое из которых разделяется на несколько областей исследований. В соответствии с указанными направлениями определена тематика упоминавшихся трех коллективных монографий СЭИ [5, 11, 12].

Прокомментируем кратко рис. 1.1. Можно видеть, что кроме «Управления БСЭ», которое продолжает предыдущий этап развития исследований, выделено еще два направления – теоретическое и исследование комплексных проблем энергетики. Эти три направления достаточно полно охватывают тематику системных энергетических исследований. Они еще долго могут оставаться основой для классификации, хотя относящиеся к ним области исследований будут, конечно, изменяться и дополняться, что фактически уже и произошло за прошедшие два десятилетия.

Математическое моделирование, которое представляло описанный исходный этап становления системных исследований, органически присутствует во всех направлениях и областях как один из компонентов системного подхода. Область совершенствования методов системного анализа, включенная в теоретическое направление, предполагает общеметодические разработки, которые могут использоваться во всех или многих областях прикладных направлений.

Направление «Управление БСЭ» на рис. 1.1 показано укрупненно. Фактически, как пояснено в [5], оно подразделяется по видам систем, а также на разработку методологии планирования, проектирования и управления БСЭ, о которой говорил Л.А. Мелентьев и создание которой не утратило своей фундаментальности и практической значимости.

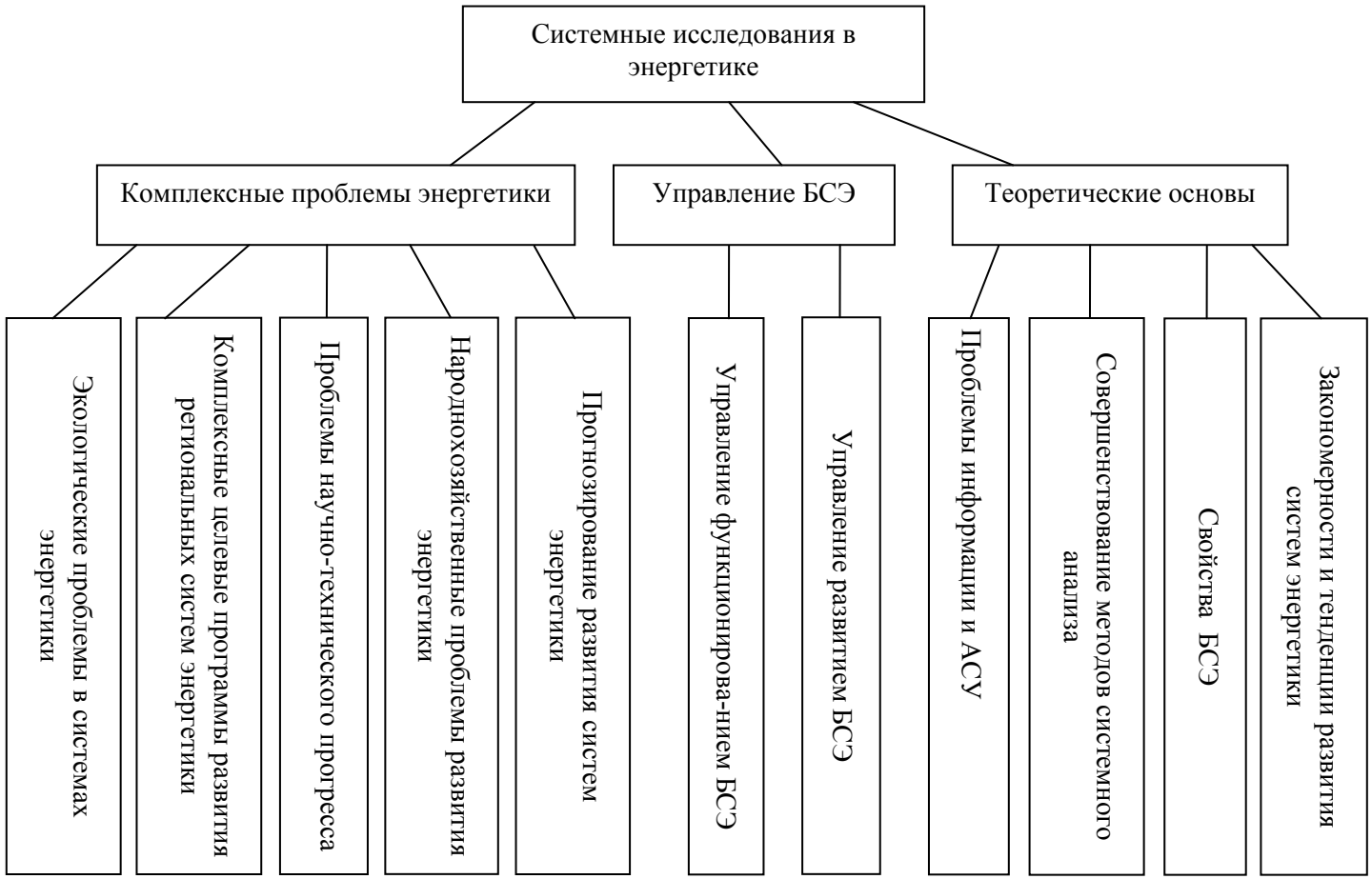


Рис. 1.1. Основные направления и области системных исследований в энергетике.

Как уже отмечалось, области системных исследований, особенно в третьем направлении, подверглись за прошедшее время значительным изменениям по сравнению с рис. 1.1. Некоторые из этих изменений отражены в работе [10]. Более подробно они описываются практически в каждом разделе данной книги. По-видимому, будет целесообразным сделать в дальнейшем обобщение системных исследований в энергетике на современном этапе с обновленной и более подробной их классификацией.

В целом тематику системных исследований в энергетике можно считать неисчерпаемой, так как в процессе ее развития и трансформаций в экономике страны возникают новые задачи. Почти все они потребуют для решения применения системного подхода и использования средств системного анализа. Несомненно, должна будет совершенствоваться и методология исследований во всех ее аспектах. Поэтому данное направление энергетической науки будет существовать «вечно» или, по крайней мере, до тех пор, пока не изменятся представления о системном подходе и не появятся какие-то новые, более совершенные общенаучные теории.

1.2. О книге Л.А.Мелентьева "Системные исследования в энергетике: элементы теории, направления развития"

В 1979 г. публикуется книга Л.А. Мелентьева "Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития", вызвавшая активный интерес среди широкого круга специалистов-энергетиков. Многочисленные отзывы на нее побудили Льва Александровича подготовить второе издание книги, переработанное и дополненное, вышедшее в 1983 г. [9]. В 1981 г. за этот труд Л.А. Мелентьеву присуждается премия им. Г.М. Кржижановского.

Книга стала заметным явлением в энергетической науке. Она подытоживала многолетний опыт автора и возглавляемых им коллективов и, по сути, формировала методологию нового научного направления в энергетических исследованиях. В данной статье анализируются основные положения этого нового научного направления, а также приводятся последующие результаты, развивающие и углубляющие его.

Предпосылки и становление системных исследований в энергетике. Говоря о предпосылках и методических основах, на базе которых сформировалось новое научное направление системных исследований в энергетике, необходимо выделить следующие положения.

1. Начиная с 20-х годов XX в. энергетика развивалась по пути создания все более мощных территориально распределенных производственных систем – электроэнергетических, газо-, нефте- и теплоснабжающих и др. Параллельно шел интенсивный процесс роста технической возможности и экономической целесообразности взаимозаменяемости отдельных видов энергии, энергетических установок разных типов, транспортно-энергетических средств и используемых энергетических ресурсов. Это приводило к увеличению взаимозависимости и взаимовлияния отдельных систем энергетики и формированию единых иерархически организованных общеэнергетических систем как регионов, государств, так и на межгосударственном уровне. Возрастала роль энергетики в качестве базы экономического и социального развития. К последней четверти XX в. эти тенденции проявились наиболее отчетливо не только в СССР, но и в других экономически развитых странах.

2. Тенденция развития системности энергетики еще в 1920-е годы была успешно использована Г.М. Кржижановским при разработке плана ГОЭЛРО и развитии в последующем комплексного энергетического метода исследования. Сущность комплексного энергетического метода заключалась в системном подходе к энергетике, т.е. в рассмотрении энергетического хозяйства от энергетических ресурсов до приемников энергии

включительно в органическом единстве. Таким образом, комплексный энергетический метод Г.М. Кржижановского – предшественник методологии системных исследований в энергетике.

3. В качестве методической основы системных исследований в энергетике Л.А. Мелентьев рассматривал фундаментальные понятия материалистической диалектики и прежде всего – понятия единства, целостности и развития. Понятие целостности является исходным, его анализ предполагает обязательность выявления внутренних свойств исследуемого сложного объекта (системы), тенденции их изменения (развития объекта) и недостаточность изучения его только «извне» как некоего единства. Л.А. Мелентьев отмечал, что «понимание единства, целостности и развития в их неразрывности как выражения единства и борьбы противоположностей (противоречий) характеризует главное в методологии системного подхода», развиваемого в XX в. западноевропейскими и американскими основоположниками системных исследований (Берталанфи, Винер, Эшби и др.).

4. Существенное влияние на формирование методологии системных исследований в энергетике оказало бурное развитие вычислительной техники, методов математического моделирования и оптимизации, происходившее во второй половине XX в. Л.А. Мелентьев глубоко осознавал ключевую роль математического моделирования и методов решения сложных многомерных задач применительно к проблемам функционирования и развития энергетики. Принципиально новые возможности, которые дает использование этого нового инструмента исследований, позволили Льву Александровичу рассматривать данное направление как одну из важных составляющих системных исследований в энергетике, развивающих на новой основе комплексный энергетический метод Г.М. Кржижановского.

Таким образом, сложились объективные предпосылки формирования методологии системных исследований в энергетике, однако только Л.А. Мелентьеву на основе его громадного научного опыта и интуиции суждено было их теоретически обобщить и существенно развить до цельной методологии, открывшей новую страницу в энергетической науке.

Методологические основы системных исследований в энергетике. В своей книге Л.А. Мелентьев четко сформулировал новое направление энергетической науки, которое назвал системными исследованиями в энергетике [9]. «Главная задача этих исследований (проводимых с использованием всего арсенала методов и средств, создаваемых в общих системных исследованиях) состоит: в изучении тенденций развития энергетики как совокупности больших систем, а также свойств этих систем и научных основ управления ими, включая развитие; в разработке необходимых для этого методов и средств; в решении (с использованием методов системных исследований) фундаментальных межотраслевых проблем энергетики, в том числе энергоэкологических; в научно-обоснованном прогнозировании развития энергетики и др.

Объектом (или предметом) исследований здесь выступает совокупность больших и сложных систем энергетики, являющихся основой развития энергетики. Качественная специфика этих систем и определяет правомочность формирования системных исследований в энергетике как относительно самостоятельного научного направления.

Таким образом, большие системы энергетики выступают как объект относительно автономных системных исследований ввиду того, что эти системы: а) охватывают по совокупности важный межотраслевой комплекс со специфическими для него объективными тенденциями развития; б) обладают, с одной стороны, только им присущими ха-

рактерными свойствами, а с другой – главные общие свойства больших человеко-машинных систем в этих системах проявляются весьма специфично».[2]

Как следует из приведенных положений, первичной категорией системных исследований в энергетике Л.А. Мелентьев считает совокупность больших и сложных систем энергетики. Поэтому в книге он вводит структуризацию систем энергетики по различным аспектам.

Производственная структура энергетики (энергетического комплекса) подразделяется на четыре основные стадии: 1) добыча (производство) и транспорт природных энергетических ресурсов; 2) их облагораживание и переработка; 3) производство преобразованных видов энергии (электроэнергии, пара и др.); 4) конечное использование энергии. Подчеркивается, что совокупность внешних связей энергетического хозяйства с другими отраслями экономики весьма существенно влияет на функционирование и развитие энергетики. Отмечается, что в основе формирования иерархической структуры больших систем энергетики находятся производственный и территориальный признаки.

Главное содержание системных исследований в энергетике включают следующие два направления.

1. Теоретическая и методическая часть исследований, состоящая в основном: в изучении природы исследуемых систем, включая основные объективные тенденции их развития, их свойства и особенности проявления этих тенденций и свойств; в создании и совершенствовании методов исследования систем, их моделей и процедур принятия решений; в создании и совершенствовании средств изучения систем (сбора, обработки, передачи, анализа информации, программных комплексов и др.).

2. Приложения системных исследований к решению фундаментальных проблем энергетики, включая: оптимальное управление в энергетике; решение основных межотраслевых комплексных проблем энергетики; долгосрочное прогнозирование энергетики; разработку концепций развития общеэнергетической и основных функциональных больших систем энергетики; оптимизацию схем и параметров сложных энергетических установок и др.

Важно подчеркнуть, что необходимость изучения свойств и тенденций развития такого сложного производственно объекта, как энергетика, ставится Л.А. Мелентьевым в качестве первичной основы системных исследований в энергетике. Можно говорить о взаимосвязанной двуединой задаче изучения свойств систем энергетики и тенденций их изменения в процессе развития этих систем. Знание объективных свойств и тенденций развития этого сложного объекта исследований позволяет использовать получаемую информацию при моделировании и обосновании решений по развитию и функционированию систем энергетики.

Выше уже отмечалась ключевая роль моделирования, математических методов и процедур обоснования решений методологи и системных исследований в энергетике. В условиях сложности изучаемого объекта, неполноты и недостоверности информации о нем, невозможности натурных экспериментов компьютерное моделирование, методы и процедуры выработки решений по управлению развитием и функционированием систем энергетики являются единственным средством системных исследований сложных энергетических проблем.

Ключевые аспекты системных исследований в энергетике. В своей книге Л.А. Мелентьев выделяет специальный раздел, названный им специальными вопросами

[2] Автор намеренно привел здесь оригинальный текст из книги Л.А. Мелентьева, поскольку более четко и более лаконично сформулировать ключевые положения системных исследований в энергетике весьма затруднительно.

системных исследований в энергетике. По сути, это ключевые аспекты методологии, включающие подробный анализ главных свойств, целей и критериев принятия решений при оптимизации развития систем энергетики, влияния неполноты информации на решение некоторых энергетических задач, математических моделей оптимального управления системами энергетики, автоматизированных систем управления и задач долгосрочного прогнозирования в энергетике.

Л.А. Мелентьев выделяет три обобщающих комплекса свойств систем энергетики: структурные, движения и управляемости.[3]

Структурные свойства главным образом характеризуются централизацией иерархической структуры реальных систем, которая конкретизирует понятие целостности как иерархического строения системы; определяет ее способности обладать такой материальной (технологической) и информационной иерархической структурой и такими иерархически построенными органами управления, которые обеспечивают возможность наиболее эффективного развития и функционирования системы.

В комплексе свойств движения систем энергетики (Л.А. Мелентьев фактически отождествляет движение с развитием) выделяются свойства динамичности, гибкости и экономичности. Свойство динамичности проявляется в движении системы, определяя изменения во времени ее параметров и процессов. При этом свойство динамичности ослабляется из-за проявления стабильности движения системы, прежде всего структурной стабильности, под которой понимается способность системы сохранять на определенном этапе движения свою структуру. Под свойством гибкости движения (развития) системы понимается ее способность с необходимой скоростью изменять свою структуру для обеспечения нормального развития, а также функционирования при возможных возмущениях. При таком понимании свойство гибкости тесно взаимосвязано со свойством централизации иерархической структуры системы и включает в себя свойства инерционности, адаптации и надежности. Свойство экономичности в общем случае – это способность систем энергетики осуществлять свое развитие и функционирование в заданных направлениях с минимальными соизмеренными во времени затратами живого и овеществленного труда при заданных ограничениях.

Комплекс свойств управляемости системы характеризуется свойствами недостаточной определенности оптимальных решений о движении системы и многокритериальности выбора таких решений. Недостаточная определенность принимаемых оптимальных решений о движении открытой производственной системы логически вытекает из неполноты информации о ее движении у органов управления. Свойство многокритериальности проявляется в том, что оптимальное решение о движении (развитии) системы может быть найдено лишь при использовании нескольких, как правило, противоречивых критериев и заданных ограничений. Лев Александрович придавал принципиально важное значение этим двум свойствам, посвящая раскрытию каждого отдельную главу.

Кроме изложенных общих свойств больших систем энергетики, в [9] рассматриваются и специфические свойства, к которым относятся: 1) широкая взаимозаменяемость элементов связей и продукции, превращающая системы в единое энергетическое хозяйство; 2) особая универсальность, а следовательно, и большая народнохозяйственная значимость производимой продукции, особенно электроэнергии и жидкого топлива, а поэтому и многочисленность внешних связей; 3) активность больших систем энергетики, которые не только обеспечивают развитие экономики, но и существенно влияют на развитие и размещение производительных сил; 4) особая масштабность, а значит, и особая сложность структур систем энергетики; 5) непосредственная материальность

[3] Определения свойств систем энергетики приводятся далее по работе [9].

основных связей (электрических, трубопроводных); 6) непрерывность, а часто и неразрывность во времени процессов производства, распределения и потребления энергии; 7) двойственность ряда систем энергетики, заключающаяся в том, что на определенном временном этапе производственные в общем плане системы могут рассматриваться как чисто физико-технические.

Одним из ключевых аспектов системных исследований в энергетике, которому посвящена специальная глава, а некоторые принципиальные вопросы затрагиваются также и в других главах книги, является математическое моделирование при оптимальном управлении системами энергетики. Ограниченные рамки статьи не позволяют подробно остановиться на этой проблеме, поэтому обратим внимание лишь на ряд важных моментов.

Во-первых, отмечается базовое значение формализованных методов моделирования и обоснования решений как единственного аппарата изучения систем энергетики и управления ими, причем эта роль формализованных моделей и методов со временем возрастает в связи с ростом сложности самих систем и связанных с их развитием и функционированием проблем.

Во-вторых, ввиду сложности исследуемых систем, как правило, необходимо квалифицированно упрощать модель без ущерба для точности результатов. В то же время, оставаясь в пределах разумного, обычно не следует чрезмерно упрощать модель. Поэтому процесс создания более точных и одновременно приемлемых по сложности моделей логически приводит к иерархическому принципу их построения, в том числе для последовательного уточнения принимаемых решений. При этом важно то, что в процессе преобразования моделей путем использования методов декомпозиции и агрегирования (эквивалентирования) исследователь основывается на некоторой исходной модели, и если она сформирована излишне приближенно, то никакие последующие математические преобразования не смогут дать содержательных результатов.

В-третьих, важным моментом является соотношение точности результатов расчетов с точностью используемой информации. Особенно это касается плановых и проектных расчетов, в которых целесообразную точность результатов не следует иметь большей, чем точность используемых исходных показателей. Лев Александрович приводит в качестве иллюстрации тот факт, что при расчете ведется с точностью до 1 % третья цифра, получаемая в результате расчета, уже является лишней. Неопределенность исходной информации возрастает с увеличением удаленности рассматриваемого периода времени, причем общие показатели по стране в целом обычно оказываются более устойчивыми, чем для отдельных районов. Поэтому чем больше заблаговременность расчетов, тем меньше оснований для большой территориальной дифференциации развития энергетики.

Отдельная глава в книге посвящена автоматизированным системам управления (АСУ) в энергетике. Она специфична тем, что рассматривает структуру АСУ централизованно директивно управляемой энергетикой. Другой специфический момент связан с идеологией автоматизации управления энергетикой, характерной для того времени. Тем не менее работавшие и развивавшиеся в 1970–1980-е годы АСУ технологическими процессами в конкретных системах энергетики – автоматизированные системы диспетчерского управления, автоматизированные системы плановых расчетов в энергетике – доказали свою эффективность. Принципиальным положением для того времени было то, что объективная целостность энергетики как иерархической совокупности больших систем энергетики требовала целостности и единства соответствующей системы управления. С определенной трансформацией и учетом особенностей управления энергетикой в современных условиях применительно к сфере государственного управления эта идеология АСУ может быть использована и в настоящее время.

Рассматривая задачи долгосрочных прогнозов в энергетике, Л.А. Мелентьев выделяет главные цели таких прогнозов: выявление основных объективных тенденций развития энергоснабжения народного хозяйства; определение эффективных направлений и уровней электрификации и моторизации экономики и социальной сферы; выявление научной концепции и ведущих направлений научно-технического прогресса больших систем энергетики; выбор наилучших пропорций получения и переработки отдельных энергоресурсов, их распределение по районам страны и категориям потребителей; оценка основных взаимных требований развития энергетического хозяйства и смежных отраслей экономики; разработка главных комплексных программ, реализующих выбранные направления научно-технического прогресса в энергетике; обоснование ведущих направлений развития энергетической науки с определением ее главных задач. При этом Лев Александрович подчеркивает, что относительно однозначные долгосрочные прогнозы могут быстро терять свою практическую ценность под влиянием изменения внешних условий, поэтому обоснованны исследования крайних стратегий развития энергетики.

Представленные ключевые положения (аспекты) системных исследований в энергетике формируют, как осторожно отметил Л.А. Мелентьев в подзаголовке книги, элементы теории в этом новом направлении энергетической науки.

Основные проблемы развития систем энергетики. Расценивая научно обоснованное прогнозирование развития энергетики как органически важную составляющую системных исследований в отрасли, Л.А. Мелентьев рассмотрел в книге из всего многообразия проблемы пять комплексных аспектов: 1) пропорции развития систем энергетики, в том числе потребления энергии в народном хозяйстве; 2) научно-технический прогресс развития энергетики; 3) эффективность использования различных энергетических ресурсов; 4) маневренность топливо- и электроснабжения народного хозяйства; 5) перспективные экологические проблемы энергетики.

Прогноз пропорций развития энергетики СССР на 20 лет вперед дается в книге в виде следующих основных тенденций: неэкономичность и в целом нецелесообразность сохранения высокой доли нефти в приросте энергетического баланса (за предшествующие 1961–1980 гг. эта доля составила 45 %); наращивание в энергетическом балансе страны ядерного горючего; сдерживание быстрого развития наиболее экономичных угольных бассейнов – Кузнецкого и Канско-Ачинского – необходимостью создания высокопроизводительной горнодобывающей техники и рядом социально-экономичес-ких факторов; интенсивный рост доли газа в энергетическом балансе страны в первое десятилетие (1981–1990 гг.) при последующем замедлении темпов роста природного газа и выдвижении на первое место двух видов энергетических ресурсов – ядерного горючего и угля; повышение интереса к использованию нетрадиционных источников энергии.

Нет необходимости комментировать, насколько оправдался этот прогноз Л.А. Мелентьева, поскольку произошли объективные события, принципиальным образом изменившие условия развития энергетики. Для ситуации конца 1970-х годов этот прогноз объективно оценивал целесообразные тенденции развития энергетики.

Среди объективных тенденций, характеризующих пропорции потребления энергии в народном хозяйстве, Лев Александрович отмечает улучшение структуры конечного потребления энергии, выражающееся в росте доли преобразованных видов энергии в конечном ее потреблении. Другая обобщающая тенденция связана с расширением сферы использования энергии в народном хозяйстве, третья определяется ростом энерговооруженности (прежде всего электро- и механовооруженности) труда. И наконец, отмечается, что в энергетике в целом действует и, вероятно, будет (хотя и медленно) действовать объективное повышение ее абсолютной экономичности. Очевидно, что

указанные тенденции, за редким исключением объективно обусловленных сломов, продолжают существовать в настоящее время.

Ключевые проблемы научно-технического прогресса в энергетике Л.А. Мелентьев формулирует следующим образом.

1. В области добычи, переработки и транспорта природных энергетических ресурсов: усиление темпов работ на разведку нефти и газа; разработка мероприятий по повышению коэффициентов извлечения ресурсов из недр; форсирование работ по получению жидких топлив из угля и сланцев, по производству специальных видов горючих газов, например водорода, по добыче и переработке вязких нефтей, по использованию газоконденсатных месторождений и др.; разработка и реализация целевых производственных программ комплексного освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, Кузнецкого, Канско-Ачинского угольных бассейнов и др.; повышение эффективности сверхдальнего транспорта природного газа, нефти и нефтепродуктов, угля и др.; существенное повышение эффективности и глубины переработки нефти.

2. В области производства преобразованных видов энергии и их распределения: коренное совершенствование существующих и создание новых средств производства электроэнергии; повышение эффективности существующих и создание новых средств сверхдальних передач и распределения электроэнергии; повышение эффективности существующих и создание новых средств централизованно производимой тепловой энергии (пар, горячая вода), повышение эффективности ее передачи, распределения и др.

3. В области совершенствования развития и управления большими системами энергетики: уточнение научных концепций развития общеэнергетической системы страны и основных функциональных систем (электроэнергетической, ядерно-энергетической, нефте-, газо-, углеснабжающих); совершенствование методов автоматизированного управления развитием и функционированием этих систем.

Есть основания утверждать, что с учетом определенной корректировки, связанной с изменением внешних условий развития энергетики, перечисленные ключевые проблемы научно-технического прогресса в энергетике актуальны и сейчас.

Анализируя тенденции изменения в СССР эффективности использования различных энергетических ресурсов, Л.А. Мелентьев рассматривает это в качестве центрального вопроса развития общеэнергетической системы страны. В книге дается краткая оценка запасов главных природных энергетических ресурсов, прослеживается изменение общей структуры энергетического баланса страны, обсуждаются основные направления развития добычи и использования отдельных видов энергетических ресурсов. Излагаются основные направления оптимизации перспективной структуры расходуемых энергетических ресурсов как в целом, так и применительно к использованию отдельных их видов для характерных типов энергетических установок. Рассматриваются задачи территориального распределения энергетических ресурсов с учетом восполнения энергетического баланса европейских районов страны энергетическими ресурсами ее восточных районов.

Среди тенденций изменения эффективности использования энергетических ресурсов отмечены следующие: рост эффективности использования природных энергетических ресурсов; повышение эффективности структуры их использования; рост доли затрат овеществленного труда (капиталовложений) в общих затратах на развитие энергетики; снижение энергоемкости национального дохода. При этом экономия расхода энергии и энергетических ресурсов, повышение эффективности их производства относятся к числу государственно важных задач, что чрезвычайно актуально и сегодня.

Проблема маневренности топливо- и электроснабжения анализируется в книге в связи с тем, что потребление топлива и электроэнергии колеблется весьма значительно из-за изменений метеорологических и гидрологических условий, а также из-за особен-

ностей организации производственных процессов и быта населения. В то же время существуют относительно постоянные режимы добычи (производства) отдельных видов топлива, а в электроэнергетике проблема связана с массовым вводом тепловых агрегатов на закритических параметрах пара и атомных энергоблоков, рассчитанных на базовые режимы работы. Для обеспечения маневренности топливоснабжения предлагается создание запасов топлива различного назначения – для компенсации суточной, недельной, сезонной и многолетней неравномерности топливопотребления.

В электроэнергетике аналогичные мероприятия связаны с формированием рациональной структуры генерирующей мощности на основе агрегатов, работающих в различных зонах суточного графика нагрузки, и с созданием резервов генерации мощности различного назначения.

В отношении влияния энергетики на окружающую среду Л.А. Мелентьев приходит к следующим выводам: допускаемые в то время экологические нарушения, в том числе энергетикой, в целом уже весьма серьезные, но не катастрофические; при разумных действиях и разумных затратах можно на решающих участках свести к приемлемым экологические нарушения, создаваемые человеком; в то же время отрицательные воздействия энергетики и других источников на окружающую среду возрастают, поэтому меры по их предотвращению следует осуществлять быстро, планомерно и повсеместно; для повышения эффективности таких мер важно в больших масштабах развертывать научные исследования по изучению механизмов воздействия и последствий влияния человека на окружающую среду, а также по разработке и совершенствованию таких мер. Нелишне отметить, что за прошедшие десятилетия многое в этом отношении уже сделано, особенно в экономически развитых странах, но еще многое предстоит сделать.

Дальнейшее развитие системных исследований в энергетике можно разделить на два этапа: 1980-е – начало 1990-х годов и последующий период.

Первый этап характеризовался углублением и развитием методологии системных исследований в энергетике, сформулированной Л.А. Мелентьевым в его книге [9]. Здесь необходимо прежде всего отметить трехтомник [5, 10, 11], вышедший в 1986–1988 гг., который обобщил теоретические и методические результаты Сибирского энергетического института СО АН СССР и Института энергетических исследований ГКНТ и АН СССР. Определенным завершением первого этапа можно считать издание трехтомника [12, 14, 15] в 1995 г. В этот период развивались традиционные направления системных исследований в энергетике, но и закладывались основы новых, актуальность которых была вызвана кардинальным изменением внешних, в частности экономических, условий развития и функционирования систем энергетики.

Второй этап развития системных исследований в энергетике имел ряд принципиальных особенностей, среди которых отметим следующие.

1. Тенденция глобализации в энергетике привела к необходимости рассматривать усиление энергетических связей России с другими странами и анализировать место и роль ее энергетики в межгосударственной и мировой энергетической инфраструктуре [16, 17]. Одновременно возросла роль региональных исследований развития энергетики при сохранении значимости прогнозирования развития энергетики страны в целом [18].

2. Либерализация и реструктуризация отраслей энергетики изменили организационную структуру систем энергетики и характер взаимоотношений между субъектами рынков энергии. Это потребовало пересмотра методологии управления развитием и функционированием систем энергетики на основе рационального сочетания рыночных механизмов и государственного регулирования при возросшей неопределенности условий функционирования и, особенно, развития систем, повышенной значимости многокритериальных и компромиссных подходов к обоснованию решений [19–21].

3. Глобализация и либерализация в энергетике существенно усилили значимость внешних связей энергетики, влияние экономических, политических, институциональных, правовых и др. факторов и условий на функционирование и развитие систем энергетики, что потребовало разработки и развития нового направления системных исследований энергетики – энергетической безопасности [22].

4. Продолжалось изучение природы исследуемых систем энергетики, выявление их новых объективно обусловленных свойств. Одно из таких свойств – неоднородность структуры систем энергетики – присуще любым сложноорганизованным системам. Разработаны методы выявления и количественной оценки неоднородности структуры систем энергетики, подходы к полезному использованию этого свойства для моделирования систем и управления ими [23].

5. Расширился спектр аспектов исследований систем энергетики: наряду с техническими, системными, экономическими и др. аспектами существенное развитие получили физические, прежде всего термодинамические методы анализа и определения рациональных характеристик энергетических процессов, установок и систем [24].

Указанные новые направления системных исследований в энергетике получили развитие наряду со многими традиционными направлениями, в большей или меньшей мере трансформировавшимися под влиянием требований новых условий функционирования и развития систем энергетики.

1.3. Междисциплинарные аспекты системных исследований в энергетике

Изучение энергетики в ИСЭМ, первоначально намеченное и ведущееся как межотраслевое рассмотрение возникающих проблем, неизбежно стало приобретать все более ярко выражаемый междисциплинарный характер. Такое увеличение разносторонности исследований обусловлено спецификой энергетики, при управлении которой неизмеримо теснее, чем при управлении любой другой отраслью народного хозяйства, переплетаются экономические, технические, физические, экологические и социальные факторы. Это связано и с разнообразием систем производства, транспорта, распределения и потребления различных видов энергии и энергоносителей; и с необходимостью единого управления этими системами на разных временных уровнях (эксплуатации, планирования, прогнозирования), и с охватом энергетикой всех отраслей экономики и социальной сферы. В зависимости от принимаемых на этих уровнях решений изменяются экономические показатели энергетического комплекса в целом (денежные затраты, расходы топлива и энергии); надежность и качество энергоснабжения; загрязнение природы вредными выбросами; качество жизни людей (например, уровень комфорта в жилых и производственных помещениях, возможность использования технических средств связи, транспорта и удовлетворения многих других потребностей).

Междисциплинарность исследований, в свою очередь, повысила актуальность развития единого языка изложения энергетических проблем. Такой язык нужен для взаимопонимания между занимающимися вопросами энергетики специалистами разных профилей: инженерами (электриками, теплотехниками, ядерщиками, нефтяниками и др.), экономистами, менеджерами, физиками, математиками. Однако требование установления взаимопонимания является необходимым, но недостаточным, чтобы обеспечить с помощью «энергетического» языка условия, обязательного для успешного развития энергетики как междисциплинарной отрасли науки. Для достаточности энергетический язык должен стать формализованным языком математического моделирования. Именно единство в искусстве построения моделей в наибольшей мере способствует обогащению специалистов накопленным коллегами опытом.

Сложность создания единого формализованного языка энергетиков значительно увеличивается из-за имеющихся наряду с естественной и прогрессивной тенденцией интеграции наук процессов их дифференциации и обусловленных этим разрывов исторических связей. Такие разрывы наиболее часто наблюдаются при использовании результатов, полученных на стыках наук. Так, исчисление бесконечно малых, вариационное исчисление, математическое программирование[4] произошли от физики, но развитие этих дисциплин в рамках математики и тем более их применение в прикладных исследованиях в ряде случаев не связываются с принятыми при начальном физическом обосновании исходными предпосылками о консервативности и равновесности моделируемых систем.

Сложности формирования общего языка порождаются и разным характером исследований, проводимых физиками и математиками, теоретиками и прикладниками, инженерами и экономистами. В зависимости от этого характера меняется само представление о научной строгости. У математиков основной критерий строгости – соответствие получаемого результата исходной формулировке задачи. У физиков и инженеров промежуточные и окончательные результаты расчетов должны согласовываться с результатами натурных экспериментов (при возможности проведения таковых) и с природой изучаемого объекта. Несогласованность заставляет либо отбрасывать отдельные некорректные результаты, либо изменять постановку решаемой проблемы. Характер исследований влияет и на форму записи постановок задач, и на анализ промежуточных преобразований (соотношение между его неформализованной, качественной и формализованной составляющими), и на формулировку выводов.

Возникшие междисциплинарные проблемы энергетики первоначально решились в технических подразделениях ИСЭМ при анализе схем и параметров энергетических установок (Г.Б. Левенталь, Л.С. Попырин) и режимов электроэнергетических (Л.А. Крумм, Ю.Н. Руденко) и трубопроводных (В.Я. Хасилев, А.П. Меренков) систем. Однако всесторонняя постановка проблемы междисциплинарных исследований была дана В.Я. Хасилевым при определении предмета вновь формируемой научной дисциплины – теории гидравлических цепей (ТГЦ), и его по праву можно считать основоположником междисциплинарного направления в деятельности института.

К В.Я. Хасилеву полностью относятся высказанные им самим слова об инженере, как физике, химике, экономисте и математике в одном лице. Он глубоко чувствовал сформулированную применительно к математике в известном докладе Д. Гильберта [25] мысль о том, что источниками научных проблем являются как связи с внешним миром (запросы пользователей), так и логика развития самой науки. В.Я. Хасилевым эта мысль распространялась и на прикладные науки. Он понимал, что если при постановке каждой новой конкретной задачи думать только о ценности непосредственно получаемых практических результатов, никакой настоящей науки создано не будет.

Лучшей иллюстрацией подхода В.Я. Хасилева к выбору направлений исследований является его первоначальный набросок содержания ТГЦ [26–29]. Непосредственным толчком для разработки этой теории послужила потребность в решении чисто практической задачи – расчета гидравлических режимов водяной тепловой сети, питаемой от нескольких параллельно работающих теплоисточников. Незадолго до начала Отечественной войны разрабатывался Генеральный план развития Москвы, в рамках которого была намечена схема ее теплоснабжения. Согласно этой схеме, несколько загородных ТЭЦ должны были подавать теплоноситель в окружающий город кольцевой

[4] Основой математического программирования стал выполненный Лагранжем анализ равновесия механической системы, из которого возникли и метод множителей, и функция Лагранжа, и определение условий экстремума последней.

трубопровод, а из него вода – распределяться по внутригородским магистралям. Предполагалось, что в сильные морозы в сеть будет поступать дополнительное количество тепла от расположенных в черте города пиковых котельных. Реализовать намеченную схему оказалось невозможно из-за отсутствия вычислительного инструмента.

Опыт и интуиция подсказали В.Я. Хасилеву, что в данной ситуации нельзя ограничиться созданием упрощенного метода расчета, а следует взяться за решение фундаментальной научной проблемы – анализа многоконтурных гидравлических систем. Для достижения намеченной цели им были определены два направления исследований: 1) развитие общей теории гидравлических цепей и 2) создание обеспечивающей эффективное применение этой теории вычислительной техники – аналоговых машин (напомним, что цифровых компьютеров в те годы еще не было).

При этом ТГЦ задумывалась В.Я. Хасилевым как замкнутая теория, позволяющая решать все относящиеся к области ее приложений задачи. Списки задач составлялись по двум признакам классификации: отраслевому и дисциплинарному (отражающему научный характер исследуемой проблемы). По отраслевому признаку выделялись проблемы, связанные с анализом режимов и оптимизацией систем теплофикации и централизованного теплоснабжения, нефте,- газо- и водоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в жилых и производственных помещениях.

Физическая, математическая, техническая и экономическая составляющие ТГЦ, определяющие совместно ее междисциплинарный характер, вытекали из содержания трех основных намеченных В.Я. Хасилевым задач: прямой и обратной задач потокораспределения и задачи оптимального синтеза (технико-экономической оптимизации) цепей. Эти задачи были поставлены применительно к принципиально различающимся физико-математической природой гидравлическим системам: с движением сжимаемых и несжимаемых сред; с сосредоточенными, распределенными и регулируемыми параметрами; активным (с источниками движущих давлений) и пассивным (без таковых). Технико-экономический аспект ТГЦ проявился в формулировке проблем выбора схем и параметров (диаметров труб, давлений нагнетателей и дросселируемых давлений) трубопроводных сетей. Математическая и вычислительная составляющие теории связаны с непрерывным развитием методов решения ее основных задач: контурных расходов и узловых давлений для расчета потокораспределения, дискретного динамического программирования и многоконтурной оптимизации для оптимального синтеза цепей.

Однако наиболее ярко единство составляющих и междисциплинарность ТГЦ раскрылись в выполненном В.Я. Хасилевым анализе особенностей задачи схемно–параметрической оптимизации гидравлической цепи (выборе сопротивлений ветвей и расчете распределения по ним расходов и потерь давления). Эти особенности он полностью разъяснил исходя из гидродинамического (физического) соотношения между потерей давления и расходом жидкости (формулы Дарси–Вейсбаха) для ветви цепи [27]. Так, в [27] показано, что функции экономических затрат вогнуты по осям расходов и выпуклы по осям давлений, поэтому задача их минимизации в общем случае не сводится к задачам выпуклого программирования. Поскольку допустимая область решений, определяемая условиями материального баланса и неотрицательности расходов, представляет линейный многогранник, минимум затрат достигается в одной из его вершин. Так как число ненулевых компонентов в вершине не превышает числа независимых переменных, то точке оптимума при отсутствии дополнительных ограничений (на надежность энергоснабжения, возможности реконструкции существующих ветвей и т.д.) соответствует граф сети в виде дерева и оптимальный вариант должен отыскиваться среди множества деревьев избыточной схемы. Для решения задачи оптимизации потерь давления (выбора диаметров труб) важным оказалось выявленное В.Я. Хасилевым

свойство исключительно большой пологости экономического функционала вблизи точки оптимума.

Подлинным открытием стало установление им свойства независимости изменения относительных экономических затрат (выраженных в долях от оптимальных значений) от входящих в их формулы коэффициентов, которые определяются видом транспортируемой жидкости, удельными затратами на используемую энергию, удельными капиталовложениями в трубопроводы разных диаметров, нормами отчислений на амортизацию и ремонты и другими подобными факторами. Единственной влияющей на рост относительных затрат величиной оказался показатель степени в гидродинамическом соотношении между потерей давления и расходом. Конечно, отмеченными показателями определяются абсолютные значения затрат и их изменения при отклонении расходов или потерь давления от оптимума (см. ниже уравнения (1.1)– (1.7)).

Анализ В.Я. Хасилева стал не только теоретической основой развития методов оптимального синтеза в ТГЦ, но и образцом искусства физико-математико-экономического моделирования и стимулировал дальнейшее междисциплинарные исследования в ИСЭМ. Его идеи и комплексный подход к решению технико-экономических задач нашли применение в работах учеников и созданной им лаборатории (впоследствии отдела) трубопроводных и гидравлических систем [30–34]. Метод дискретного динамического программирования, впервые использованный А.П. Меренковым для оптимизации параметров трубопроводных сетей [30, 32, 35], был распространен на случаи, когда для вариантов развития моделируемых систем задаются самые разнообразные ограничения, различающиеся не только математическим характером (равенства, неравенства, наборы допустимых численных значений переменных и т.д.), но и научной, дисциплинарной ориентацией. Последняя может быть и технической (ограничения на давление в узлах, конструкции трубопроводов и др.), и социальной (требования удовлетворения надежности и качества энергоснабжения, комфортных условий в отапливаемых и кондиционируемых помещениях), и физической (задание допустимых режимов течения жидкости, например, по условиям теплообмена). В [35] рассмотрено влияние «разнодисциплинарных» ограничений на свойства экономических функционалов (например, их разрывов и многоэкстремальности) и вид оптимального графа гидравлической цепи, раскрыты условия перехода от оптимальных схем в виде «дерева Хасилева» к замкнутым схемам.

«Многоотраслевизм» и междисциплинарность ТГЦ были подтверждены ее применениями в ряде организаций, в частности для расчетов систем удаления вредных производственных отходов и масляного охлаждения трансформаторов. Возможности дальнейшего расширения областей междисциплинарных применений положений и методов теории гидравлических цепей следуют из сделанного еще в 40-х годах прошлого века Л.В. Канторовичем вывода [36] о том, что даже для таких очевидно непотенциальных транспортных сетей, как автомобильные или железнодорожные, в которых стоимость перевозок между двумя заданными узлами зависит от выбранного маршрута, оптимальному решению соответствуют потенциальные транспортные потоки. Свойства физических величин – потенциалов в этом решении принимают экономические величины – цены перевозок (внешних расходов в узлах). Разности узловых цен не зависят от выбора пути на схеме оптимального потокораспределения.

Физическая, экономическая и другие «дисциплинарные» составляющие ТГЦ в лаборатории Термодинамики ИСЭМ были переведены на единый язык классической равновесной термодинамики, что, с одной стороны, позволило обоснованно применять экстремальные принципы физики в анализе многоконтурных гидравлических систем, а с другой – способствовало эффективному использованию накопленного в ТГЦ опыта

междисциплинарного моделирования в исследованиях, не относящихся непосредственно к области приложений этой теории.

Чтобы разъяснить возможности термодинамического описания ТГЦ, представим в термодинамической форме поставленную В.Я. Хасилевым задачу оптимального синтеза цепей [37]:
найти

$$\min\left[F(x, P^{\mathrm{br}}, P^{\mathrm{mov}}) = \sum_i F_i(x_i(x), P_i^{\mathrm{br}}, P_i^{\mathrm{mov}}) \right] = F(x^{\mathrm{ext}}) \tag{1.1}$$

при условиях

$$Ax = Q, \tag{1.2}$$

$$\sum_i P_i^{\mathrm{mov}} x_i - \sum_i P_i^{\mathrm{br}} x_i = 0, \tag{1.3}$$

$$D_{\mathrm{t}}(y) = \left\{ x, P^{\mathrm{br}}, P^{\mathrm{mov}} : x \le y, P^{\mathrm{br}} \le P^{\mathrm{br.y}}, P^{\mathrm{mov}} \le P^{\mathrm{mov.y}} \right\}, \tag{1.4}$$

$$\varphi_r(x) \le \Psi_r, \qquad r \in R^{lim}, \tag{1.5}$$

$$P_i^{\mathrm{br}} = z_i x_i^{\beta}, \tag{1.6}$$

$$F_i = a x_i(x) P_i^{\mathrm{br}} + b x_i^{\theta}(x) / (P_i^{\mathrm{br}})^{\varphi} + c, \tag{1.7}$$

где F и F_i – стоимостные (экономические) характеристики всей сети и ее i – й ветви; x – вектор объемных потоков на ветвях; P^{br} и P^{mov} – векторы потерь давления и движущих давлений; A – матрица соединений независимых узлов и ветвей; Q – вектор внешних притоков и стоков в узлах; y – вектор исходных значений потоков на ветвях (в общей формулировке разрабатываемой в лаборатории Термодинамики модели экстремальных промежуточных состояний (МЭПС) – варьируемая величина (см. ниже), в данном случае ее значение задается); $D_{\mathrm{t}}(y)$ – множество термодинамической достижимости из y; φ_r и Ψ_r – лимитируемая кинетическая функция r –го компонента x и ее предельное значение; $R^{\lim}$ – набор индексов ограничений на макроскопическую кинетику; a, b и c – коэффициенты; θ и φ – показатели степени, зависящие от значения показателя степени β при x_i в (1.6).

Равенство (1.2) представляет материальный баланс, записанный на основе первого закона Кирхгофа, а уравнение (1.3) – баланс производимой и потребляемой в сети энергий.

Ограничение (1.4) отображает обусловливаемое вторым законом термодинамики требование монотонности характеристической функции систем. Знак «$\le$» внутри фигурных скобок в (1.4) имеет термодинамический смысл: $x \le y$, если из y можно перейти в x по непрерывной траектории, вдоль которой характеристическая функция монотонно не возрастает. С помощью неравенства (1.5) задаются кинетические, дополнительные относительно определяемых принципами термодинамики ограничения на достижимые значения искомых переменных. Эти ограничения могут быть связаны, например, с установкой в моделируемой системе регуляторов или с ненормальностями в

ее работе. Так, в негерметичной сети давления не превышают определенных значений из-за роста утечек. Первое слагаемое в правой части равенства (1.7) пропорционально расходу энергии на перемещение жидкости, второе – капиталовложениям (для трубопроводной сети – диаметрам труб), третье представляет постоянную часть затрат.

Единство описания с помощью модели (1.1)–(1.7) физической (поиска распределения потоков на заданной избыточной схеме) и технико-экономической (выбора конструкций, например, диаметров труб, сетей) составляющих оптимального синтеза цепей достигается благодаря включению в нее термодинамического ограничения (1.4). Этим ограничением определяется монотонная минимизация характеристической функции моделируемой системы – «физико-экономической» энтропии. При оптимизации распределения потерь давления эта функция уменьшается вследствие уменьшения диссипации (бесполезного расходования) капитала, а при поиске оптимального потокораспределения – вследствие уменьшения диссипации энергии. Монотонность изменения энтропии позволяет дать и физическое (физико-экономическое) обоснование сходимости предложенного С.В. Сумароковым метода многоконтурной оптимизации [33, 34], предназначенного для одновременного выбора расходов и потерь давления на замкнутых избыточных схемах.

«Негидравлическое» использование ТГЦ в ИСЭМ началось с создания модификаций общей модели экстремальных промежуточных состояний (МЭПС), к которым относится и модель (1.1)–(1.7), основанных на представлении моделируемой системы в виде графа, по ветвям которого распределяются условные потоки вещества, вступающего в тот или иной физико-химический процесс [37–39]. Эти модели предназначались для анализа механизмов процессов и, в частности, для изучения процессов сжигания и переработки топлив и загрязнения природы энергетическими и другими антропогенными выбросами. Примером их практического применения может служить задача выбора катализаторов синтеза вторичных энергоносителей. Именно для проверки реализуемости и плодотворности идеи термодинамического моделирования на условных графах были созданы МЭПС реальных гидравлических систем, обнаруживших свою теоретическую и практическую значимость, не связанную с анализом механизмов. Комбинирование моделей действительных и фиктивных потоков осуществлено в теории гетерогенных гидравлических цепей [40], в которой при анализе распределения потоков на реальных схемах режим движения жидкости определяется из условия фазового равновесия между вымышленными турбулентной струей и окружающим ее ламинарным цилиндром. В этой теории, применимой для изучения многоконтурных систем с движущейся многофазной и многокомпонентной средой, анализ потокораспределения, представляющий одну из основных задач ТГЦ, объединяется с термодинамическим анализом химических превращений и фазовых переходов.

Термодинамический анализ энергетических процессов, технологий и систем, возникновение которого в ИСЭМ исторически связано с развитием В.Я. Хасилевым, А.П. Меренковым и их учениками теории гидравлических цепей, стал одним из основных междисциплинарных направлений научной деятельности института. Междисциплинарность этого направления определяется универсальностью термодинамики, которую можно определить как учение о наиболее общих закономерностях макроскопического мира. Ее второй закон является универсальным принципом эволюции, равновесия и экстремальности и позволяет объяснять свойства замкнутых и открытых систем, обратимых и необратимых процессов. Положения термодинамики распространяются на физическую, химическую, биологическую и социально-экономическую формы движения материи. Термодинамическое моделирование самых разнообразных явлений в наибольшей степени способствует выработке единого языка у специалистов, рассматривающих различные аспекты сложной междисциплинарной проблемы. Это суждение в

первую очередь относится к энергетикам, поскольку термодинамика наряду с приведенным ранее имеет другое распространенное определенние – наука о преобразованиях энергии. Пример термодинамической модели, пригодной для одновременного описания физических и экономических особенностей энергетической системы, прдставлен системой (1.1)–(1.7). Очевидным объектом приложений этой модели являются системы централизованного теплоснабжения.

Универсальность и даже всеобщность приложений термодинамики подтверждаются еще одним ее определением, данным Л.Д. Ландау (по воспоминаниям коллег [41]), как науки о равновесиях. При предположении о справедливости третьего закона Ньютона (равенства действия и противодействия) описание любого движения: обратимого и необратимого, стационарного и нестационарного – можно перевести на язык равновесий. Примеры и анализ изложения на языке равновесной термодинамики в работах классиков физики таких принципиально необратимых процессов, как выделение теплоты в электрических цепях; горение и взрыв; диффузия; излучение, распространение, поглощение и рассеивание света; движение вязкой жидкости, приводились в [37–39]. Теоретически для изучения любых явлений макроскопической природы можно обойтись только одним из двух альтернативных способов их описания: либо кинетическим (формализованным представлением траекторий движения), либо термодинамическим (сводящимся к моделированию состояний покоя – равновесия). В действительности, конечно, необходимо обладание обоими методами познания, чтобы в каждом конкретном случае иметь возможность выбирать наиболее удобный инструмент для исследований. В конкурентной борьбе этих методов при стремительном развитии вычислительных техники и математики область эффективного приложения термодинамического подхода, связанного с применением сравнительно простых моделей и алгоритмов, непрерывно расширяется. Простота и универсальность предпосылок равновесной термодинамики позволяют обеспечить междисциплинарность ее применений в рамках анализа чисто физико-химических проблем, одновременно учитывая при моделировании ограничения, накладываемые гидродинамикой, электрофизикой, химией, тепло- и массообменом.

Для решения междисциплинарных энергетических проблем в лаборатории Термодинамики ИСЭМ был создан ряд модификаций МЭПС [37–39]. В отличие от традиционных термодинамических моделей, предназначенных для поиска единственной точки конечного равновесия x^{eq}, МЭПС позволяет исследовать всю область достижимости из заданного исходного состояния моделируемой системы и отыскивать в ней точку с экстремальным значением интересующего пользователя свойства (например, максимального выхода целевых или вредных продуктов происходящего в системе процесса).

Одна из наиболее общих формулировок МЭПС физико-химической системы с фиксированными температурой T и давлением P имеет вид:
найти

$$\max F(x,y) = \sum_{j\in J^{\mathrm{ext}}} c_j x_j \,/\, \sum_{j\in J^0} q_j y_j \tag{1.8}$$

при условиях

$$\sum_{j=1}^{\ell} M_j y_j = 1, \tag{1.9}$$

$$Ax = b(y), \tag{1.10}$$

$$Ay = b(y), \tag{1.11}$$

$$\alpha_k \sum_{j \in J_k} y_j \le y_k \le \beta_k \sum_{j \in J_k} y_k, \qquad k \in K, \tag{1.12}$$

$$D_t(y) = \{x : x \le y\}, \tag{1.13}$$

$$\varphi_r(x) \le \Psi_r, \qquad r \in R^{lim}, \tag{1.14}$$

$$G(x) = \sum_j G_j(x) x_j, \tag{1.15}$$

$$x_j \ge 0, \qquad y_j \ge 0, \tag{1.16}$$

где $x = (x_1,...,x_n)^T$ – вектор количеств молей компонентов реакционной смеси; $y = y(y_1,...,y_\ell)$ – вектор количеств молей исходных реагентов, $y \subset x$; J^{ext} – набор индексов компонентов, экстремальную концентрацию смеси которых требуется определить; c_j – коэффициент, ранжирующий полезность или вредность j–го компонента вектора x, $c_j \ge 0$; J^0 – набор индексов исходных компонентов, эффективность использования которых представляет интерес; g_j – коэффициент, ранжирующий ценность j–го исходного реагента, $g_j \ge 0$; M – мольная масса; $A - m \times n$ – матрица содержаний элементов в компонентах системы; b – вектор количеств молей элементов; α и β – коэффициенты; k – индекс неравенства (равенства); K – набор индексов исходных реагентов, на количества которых накладываются ограничения; J_k – набор индексов исходных реагентов, учитываемых в k–м ограничении; G и G_j – энергии Гиббса (те части полной энергии, которые может быть преобразованы в требуемые формы, например в электроэнергию или механическую работу) системы и ее j-го компонента.

Вид целевой функции (1.8) обусловлен тем обстоятельством, что при поиске оптимального состава вектора y, нас часто может интересовать не эффективное использование исходной смеси реагентов в целом, а лишь ее отдельных компонентов. Например, при изучении процессов горения оценить возможности экономного использования дефицитного топлива важнее, чем воздуха. При несущественном различии в ценности исходных компонентов знаменатель выражения в правой части (1.8) можно принять равным единице, т.е. перейти к использованию линейной целевой функции.

С помощью уравнения (1.9) количества исходных реагентов нормируются относительно единицы их массы. Матричные уравнения (1.10) и (1.11) выражают условия сохранения количеств молей элементов для каждого из варьируемых значений y. Неравенствами (равенствами) (1.12) определяются допустимые соотношения между значениями различных компонентов вектора y.

Выражение (1.13) аналогично (1.5) в модели (1.1)–(1.7) отображает область термодинамической достижимости при фиксированном значении y. Знак «$\le$» внутри фигурных скобок в (1.13) используется в том же смысле, что и в (1.4). Ограничение на макроскопическую кинетику (1.14), которое позволяет учитывать самые разнообразные факторы, лимитирующие скорости происходящих в системе процессов, определяет междисциплинарный характер МЭПС. Именно оно дает возможность записывать в термодинамической форме (без использования переменной времени) условия, налагае-

мые на осуществимость искомых состояний законами химической кинетики и процессов переноса энергии, вещества и зарядов.

МЭПС вида (1.8)–(1.16) и ее непрерывно совершенствуемые модификации стали применяться их создателями прежде всего в прогнозном анализе развития энергетических технологий [42] производства электрической и тепловой энергий, сжигания и переработки топлив, трубопроводного транспорта энергоносителей. В соответствии с предложенной в [42] методикой прогнозирования на его первом физико-химическом этапе находились определяемые термодинамикой пределы совершенствования технологических процессов. Затем совершался переход от оценки физико-химического совершенства к оценке предельных конструкционных (технических) и экономических показателей энергетических установок. Характеристики установок, в свою очередь, использовались для прогнозов перспективных технологических структур энергетических систем. Отмеченные этапы прогнозного анализа позволяют выделить два уровня иерархии в используемых в нем междисциплинарных исследованиях: нижний уровень, связанный с применением различных дисциплин из одной и той же области знания (например, естествознания или общественных наук), и верхний уровень, на котором совместно применяются естественные и социально-экономические науки. Конечно, приведенная иерархическая схема является приближенной. Так, согласно модели (1.1)–(1.7), оптимальные схемы сетей выбирались с помощью одновременного использования физики и экономики. Однако даже приближенное отображение структуры междисциплинарных исследований ИСЭМ помогает представить их многогранность.

В прогнозные исследования лаборатории Термодинамики естественно вошли экологическая, математическая и информационная (связанная с использованием современных информационных технологий) составляющие. Предметом экологического анализа стали образование вредных веществ в процессах сжигания и переработки топлив, различные способы очистки от таких ингредиентов, воздействие энергетических и других антропогенных выбросов на природу. В область приложений МЭПС наряду с прогнозными вошли и задачи оценки экологических характеристик существующих и проектируемых (разрабатываемых) энергетических технологий: сжигания топлив в котельных и печных топках и камерах сгорания авиационных двигателей, газификации угля и древесины и др. [37–39].

Математическая составляющая термодинамических исследований включила не только анализ возможностей (применительно к решаемым задачам) и реализацию в виде вычислительных алгоритмов известных методов математического программирования, но и создание принципиально новых методов, связанных с термодинамическим моделированием (двухэтапный метод Е.Г. Анциферова оптимизации систем с заданными в неявном виде характеристическими функциями, метод И.А. Ширкалина решения задач с большим разбросом значений искомых переменных и др.) Важнейшим элементом информационной составляющей термодинамических исследований стала разработка вычислительных систем, обеспечивающих эффективное взаимодействие человека и компьютера. Напомним, что пионером информационного направления работ в ИСЭМ, как и междисциплинарного, стал В.Я. Хасилев, который еще в 40-е годы прошлого века занялся созданием аналоговых вычислительных машин, предназначенных для расчетов многоконтурных гидравлических систем. В 1960-е годы такие машины еще эксплуатировались в институте.

Все более ярко выраженный междисциплинарный характер приобретают ведущиеся в ИСЭМ оптимизационные исследования тепловых электростанций и комбинированных установок, одновременно производящих вторичные жидкие и газообразные энергоносители и электроэнергию [43]. В этих исследованиях, являющихся развитием работ, которые начались под руководством Г.Б. Левенталя и Л.С. Попырина, технико-

экономическая оптимизация основывается на предварительном использовании моделей тепло- и массообмена, гидродинамики, термодинамики, химической кинетики. Важное место в теплоэнергетических работах занимают информационные технологии, в частности оригинальные способы машинного построения вычислительных программ. Детально проводимый в ИСЭМ анализ междисциплинарных проблем развития энергетических технологий, систем и комплексов излагается в последующих главах.

1.4. Особенности математического моделирования в системных исследованиях энергетики

Общая характеристика условий и возможностей математического моделирования СЭ. Из основных свойств СЭ вытекает ряд обстоятельств, важных для математического моделирования [5]. Нужно отметить, что на протяжении своего жизненного цикла, включая этапы управления развитием и функционированием, СЭ *подвергаются воздействию множества закономерных и случайных факторов, которые нельзя воспроизвести* на испытательных стендах, полигонах и невозможно до конца идентифицировать, различать и т.п. Отсюда вытекают необходимость имитации при исследовании и требование к гибкости, быстродействию и адаптивности управления.

Большинство СЭ в настоящее время – это не вновь создающиеся, а постоянно развивающиеся и реконструируемые системы, что заставляет при их проектировании *учитывать наличие существующих частей, а также ограниченные и дискретные возможности их развития и реконструкции*.

Свойства СЭ диктуют требования к математическим моделям и методам. Во-первых, не может быть и речи о создании какой-либо одной абсолютной математической модели, скажем, энергетики нашей страны или главных ее составляющих. *Необходимы разнообразные комплексы и целые «арсеналы» математических моделей, дифференцированных по целям и задачам управления, типу и назначению системы, степени детализации, параметрам используемых ЭВМ и т.д.* Эти «арсеналы» математических моделей должны представлять собой иерархические системы моделей. Во-вторых, в этой иерархической системе модели должны рациональным образом *отражать экономическую, энергетическую и технологическую (физико-техническую) сущность* рассматриваемых СЭ. Если на самых верхних уровнях иерархии управления развитием экономики энергетика выступает в основном как одна из ее отраслей, то при переходе к более низким ступеням этой иерархии все более существенным становится учет схемно-структурных особенностей конкретных СЭ, их физико-технических характеристик и условий функционирования.

С иерархией управления СЭ, а также с различиями в целях и содержании управления их развитием и функционированием связан и *различный подход к постановке и решению проблемы адекватности математических моделей моделируемым процессам* на разных уровнях иерархии. При управлении развитием СЭ в математических моделях должны быть:

– четко выделены не только основные схемно-структурные и физико-технические переменные, подлежащие оптимизации, но и «внешние» варьируемые параметры (экзогенные переменные), отражающие взаимодействие данной СЭ с «внешней средой» – верхними уровнями иерархии и со смежными системами;

– правильно отражена взаимосвязь основных переменных с перспективными технико-экономическими показателями систем и общесистемным критерием;

– предусмотрена ориентация информационного обеспечения на работу с первичными материалами и документами, циркулирующими в реальных процессах планиро-

вания и проектирования, а для автоматизации перехода от первичных данных к основным математическим моделям должны разрабатываться специальные подмодели. Кроме того, модели развития СЭ должны быть приспособлены для многовариантного счета и использования в режиме имитации.

Что касается управления функционированием СЭ, то оно требует прежде всего обязательного отражения в математических моделях фактической топологии и структуры конкретных систем, их физико-технических особенностей. Вместе с тем одним из обязательных условий является решение проблемы идентификации управляемого объекта, что приводит к необходимости выделять прямые и обратные задачи управления. Если первые реализуют «разыгрывание» различных функций управления и анализ последействия управляющих воздействий с целью обоснования принимаемых решений, то вторые должны обеспечить их обратную связь с самой системой и слежение за ее фактическими параметрами, опираясь на множество всевозможных замеров различных режимных и технических параметров и другие выходы системы. Кроме того, во многих случаях математические модели должны отвечать требованию максимального быстродействия при их реализации на ЭВМ, если речь идет об управлении в реальном времени, особенно при аварийных ситуациях в ЭЭС, ТСС или ЕСГ.

Общность всех СЭ проявляется в иерархичности структуры и задач управления, неполноте информации, наличии временных разрезов, составе основных свойств и др. Это свойственно для энергетики в целом. При переходе к отдельным специализированным системам общность становится все меньше и исследования ведутся уже на уровне конкретных свойств применительно к какой-либо проблеме или задаче с привлечением самых разнообразных математических методов. Тем не менее можно попытаться выделить некоторые общие моменты, характеризующие не только необходимость и эффективность применения математических методов и ЭВМ, но и их ограниченность. Остановимся главным образом на оптимизационных задачах (задачах математического программирования), поскольку они в значительной мере составляют основу для математического и алгоритмического обеспечения управления СЭ.

Последние шестьдесят лет были периодом становления и бурного развития математической теории и численных методов оптимизации, требующих использования все более мощных ЭВМ. Параллельно создавалась и совершенствовалась методология системного анализа и исследования операций. Вслед за линейным программированием выделялись и исследовались другие классы экстремальных задач: квадратичного, выпуклого, блочного, стохастического, дискретного и динамического программирования, оптимального управления, комбинаторные, многоэкстремальные, многокритериальные и игровые задачи и т.д. Сведение какой-либо практической задачи к одной из известных математических постановок, имеющих разработанные методы решения, давало возможность получать строго обоснованные в рамках принятых постановок оптимальные решения и проводить их анализ. К этому вначале и сводилось большинство работ в области приложений математических методов. Вместе с тем практика все больше выдвигала такие задачи, которые не вписывались в имеющиеся типовые математические разработки.

Действительно, нетрудно увидеть, что в энергетике оптимизационные задачи, как правило, нелинейные, динамические, дискретные, имеют большие размеры и недостаточную (с формальной точки зрения) информационную базу. В теории же математического программирования нет общих методов решения оптимизационных задач, практически эффективных для такого сочетания характеристик. Единственный рациональный путь – *это выделение того или иного класса энергетических задач, максимальный учет его специфики*, творческое применение и развитие имеющегося арсенала математических методов оптимизации. Именно такой подход позволил, например, создать одно из

основных средств управления режимами для использования в АСДУ ЭЭС – метод приведенного градиента [44, 45].Специфика ЭЭС позволила проводить декомпозицию на задачи меньшей размерности, аналитически вычислять первые и вторые производные целевой функции, учитывать ограничения нелинейного вида, преобразовывать координаты и т.д.

Даже наиболее полно разработанные с математической точки зрения общие методы (например, линейное программирование) пока не могут считаться абсолютно работоспособными по следующим причинам:

– стремление к постоянному повышению размеров решаемых задач наталкивается на ограничения, связанные, во-первых, с недостаточностью параметров даже наиболее мощных ЭВМ, а во-вторых, с неустойчивостью в работе самих численных методов оптимизации;

– большие модели математического программирования, реализованные для многовариантных расчетов, оказываются практически неэффективными, если они не «погружены» в реальные процессы планирования и проектирования, не говоря уже о необходимости соответствующей автоматизации процесса использования ЭВМ;

– современные методы системного анализа и исследования операций, особенно для решения задач оптимизации в условиях неопределенности, с учетом нескольких критериев и т.п., которые требуют многократного обращения к моделям для получения зоны оптимальных решений, анализа их чувствительности к варьированию исходных данных, построения платежных матриц и т.д., часто оказываются абстрактными из-за противоречия с реальной возможностью решения сложных задач математического программирования большого размера на имеющихся ЭВМ. В связи с этим приходится идти по указанному пути, используя также специальные приемы построения моделей.

Основные приемы математического моделирования СЭ. Бурное развитие методологии и математического аппарата моделирования систем, стремительный рост параметров используемых ЭВМ не упрощают проблему исследования СЭ с помощью ЭВМ, а, наоборот, еще более повышают значение различных подходов и приемов, опирающихся на профессиональное знание практики и реальных процессов планирования, проектирования и эксплуатации в области энергетики и на творческое применение математических методов оптимизации и современные методы использования ЭВМ. Можно указать следующие основные приемы математического моделирования [5].

Сведение задачи к одной из известных типовых математических постановок и прежде всего к наиболее эффективным и популярным моделям линейного и динамического программирования. Этому стремлению подчиняется весь процесс математического моделирования рассматриваемой задачи: вводимые допущения, переход от дискретных к непрерывным параметрам, линеаризация или другая специальная аппроксимация нелинейных зависимостей и т.п. Данный подход может иметь и более сложное проявление, когда исходная математическая формулировка сложнее, чем какая-либо из типовых моделей, но последние используются уже в процессе алгоритмизации и составляют отдельные вычислительные модули внутри более общей итерационной процедуры.

Агрегирование[5]*, или упрощение задачи*, которое может исходить как из ее содержательного смысла, так и из формальной математической постановки с учетом тех или иных допущений. В первом случае, например, это переход к рассмотрению более простых (укрупненных) по структуре систем. Типичной и весьма распространенной иллюстрацией такого топологического агрегирования являются сетевые задачи, в которых

[5] В электроэнергетике распространен термин «эквивалентирование», который имеет примерно тот же смыл, что «агрегирование», т.е. снижение размерности модели из-за неучета различия между близкими переменными и представления их одной, обобщенной.

схема оптимизируемой системы (даже если она кольцевая) заменяется древовидной или ищется в виде графов-деревьев. Эффективность оперирования деревьями заключается в том, что, во-первых, фактически не надо (легко) решать задачи о потокораспределении энергоносителя, а самое главное – оказывается возможным применять для оптимизации метод динамического программирования, т.е. пошаговые процедуры построения и наращивания множества условно-оптимальных решений. Как известно, этот метод позволяет избавиться от таких трудностей, как дискретность переменных, невыпуклость функций и др., которые с трудом преодолеваются, если вообще преодолимы, другими методами. Данный подход с успехом применяется при оптимизации развития трубопроводных систем [46].

Декомпозиция общей задачи на некоторую иерархию или сеть взаимосвязанных задач (подзадач), что так же, как и агрегирование, может носить двоякий характер. В одном случае оно отвечает реальной последовательности задач, которые можно выделить уже на этапе содержательной постановки исходной общей задачи в соответствии с реальной пространственной структурой СЭ или исходя из отдельных рассматриваемых интервалов времени. В другом случае декомпозиция представляет более формальное расщепление задачи по каким-либо группам переменных или уравнений, учитывающее их физический смысл в значительно меньшей степени[6]. Дело в том, что среди множества переменных почти всегда можно выделить те, которые характеризуют структурные особенности СЭ (конфигурацию, места расположения и типы источников, «сильные» и «слабые» связи между элементами); относятся к отдельным элементами системы (например, сечения проводников и диаметры труб, длины участков и др.); описывают потокораспределение, т.е. режимы работы систем; определяют «внешние» связи или граничные условия данной системы (выделяемые ресурсы, нагрузки у потребителей и их изменение во времени, экономические показатели) и др.

При этом естественным и широко используемым приемом является поочередное фиксирование различных групп переменных с формированием и решением частных подзадач. Далее могут проводиться фиксирование какой-либо части полученных промежуточных решений, пересчет «смежных» переменных, переход к координирующей подзадаче и т.д. В общем случае строятся и исследуются сложные алгоритмы оптимизации в виде итерационных процессов из взаимосвязанных численных и логических задач с созданием соответствующих пакетов прикладных программ. Отметим, что релаксационные схемы не всегда обеспечивают сходимость процесса и достижимость оптимального решения. Учет специфики решаемой задачи и эвристические подходы направлены, как правило, на преодоление именно этой трудности.

Имитация части явлений и процессов во внешней среде или в самой исследуемой системе, если эти явления и процессы не могут быть описаны на основе строгой теории и надежной информации. Прием имитации интуитивно использовался исследователями СЭ довольно давно, но его самостоятельное методологическое значение было осознано лишь в 1970–1980-е годы, чему способствовал выход известных книг Т. Нейлора [47] и Р. Шеннона [48]. Далее этот прием будет обсужден более подробно.

Имитационный подход к исследованию СЭ. Всегда существует стремление сблизить процессы исследования СЭ и принятия решений об их управлении. Оно приводит к необходимости расширять и развивать модель системы в следующих направлениях:

– вместо единственного критерия оптимальности задавать множество имеющихся целей с возможностью их варьирования и даже изменения в процессе вычислительного эксперимента. Другими словами, включать процесс целеполагания в процесс вычисли-

[6] Примером может служить выделение так называемых «искусственных подсистем» в ЭЭС исходя из требований к объему решаемой задачи [23].

тельного эксперимента, не разделяя исследование на этапы целеполагания и расчеты при фиксированной цели;

– рассматривать в ходе вычислительного эксперимента широкий спектр внешних условий и ограничений (обеспеченность ресурсами, уровни потребления, научно-технический прогресс, экономические условия и т.д.). Это означает, с одной стороны, расширение модели и превращение некоторых переменных, ранее задававшихся экзогенно, во внутренние и подлежащие определению и оптимизации, а с другой – вовлечение в вычислительный эксперимент самого исследователя;

– учитывать в явной форме некоторые факторы случайной природы, если о них имеется надежная вероятностная информация;

– обеспечивать доступность для понимания на содержательном уровне всех этапов обработки информации при проведении вычислительного эксперимента для выработки управленческого решения;

– прослеживать в динамике развитие процессов в исследуемой системе с учетом варьирования внешних условий и предлагаемых вариантов управления.

Методологию конструирования подобных моделей и проведения с их помощью вычислительных экспериментов принято называть имитационным подходом. В качестве примера имитационного подхода к исследованию СЭ можно указать систему, созданную для изучения развития энергетического комплекса СССР [49]. Рассматривается процесс вовлечения в производство различных топливных ресурсов и технологий их переработки на длительную перспективу. С учетом большой неопределенности многих условий, в первую очередь таких, как запасы топлива, уровень потребления энергии, сроки освоения технологий, и некоторых других, задачу оптимизации процесса в целом поставить невозможно. Приходится оптимизировать использование энергетических ресурсов для отдельных сочетаний условий (сценариев). При их формировании граничными считаются пессимистические и оптимистические оценки условий развития. Кроме того, могут рассматриваться сценарии и для некоторых средних значений.

Интерактивный характер исследовательского процесса позволяет отсекать заведомо нереальные и тупиковые варианты развития. При накоплении определенного объема исследовательского материала достигается возможность интерактивного планирования эксперимента на основе оценок целесообразности вариантов по регрессионным уравнениям. Рассмотрим некоторые особенности моделирования СЭ на основе имитационного подхода.

Из-за сложности исследуемой системы, возрастающей в результате расширения ее границ и многоаспектности рассмотрения, *поведение системы в целом описать причинно-следственными связями невозможно*. Следовательно, нельзя построить и функционально подобную модель. Поэтому первой особенностью моделирования при имитационном подходе является построение структурно подобной модели системы, в которой ее элементы отображаются своими моделями, а взаимодействие элементов – взаимодействием их моделей.

Поясним различие понятий функционального и структурного подобия. Системы (модели) функционально подобны, если значения входных и выходных переменных и параметров одной из них являются известными функциями аналогичных переменных и параметров другой. Условия функционального подобия определяются соответствующими критериями, разрабатываемыми для различных систем и типов моделей [50, 51].

Системы структурно подобны, если подсистемам или элементам одной из них поставлены в соответствие подсистемы или элементы другой, а вхождения поставленных в соответствие подсистем или элементов связаны известными преобразованиями. Под вхождением понимается совокупность отношений подсистемы с остальными элементами системы. Принимается допущение, что для подсистем или элементов, как для объек-

тов более простой природы, чем система в целом, функциональное подобие может быть достигнуто, а свойства системы в значительной большей степени зависят от организации взаимодействия подсистем, чем от их внутренней структуры [52]. Предполагается, что эксперимент, проведенный на структурно подобной модели, позволяет сделать вывод о функционировании системы, т.е. из структурного подобия следует подобие функциональное. Это предположение в каждом конкретном случае требует обоснования, так как структуры системы и модели не изоморфны, а всего лишь подобны, причем количественно подобие не всегда измеряется.

Элементы системы всегда можно выбрать так, чтобы для них выполнялось функциональное подобие моделей. Затруднения возникают, когда количество определенных таким образом элементов слишком велико или если на поведение системы заметно влияют параметры не отдельного элемента, а некоторой совокупности элементов, т.е. подсистемы. Для некоторых систем разработаны методы приближенного агрегирования, как правило позволяющие построить функционально подобную модель и для подсистемы. Такая возможность существует для ЭЭС [44, 53]. В противном случае возникает иерархическая структура модели: подсистеме соответствует структурно подобная подмодель. Необходимы эксперименты с полной моделью, чтобы получить функционально подобное описание выделенной подсистемы, которое затем можно использовать для упрощения полной модели.

Трудности построения функционально подобных моделей подсистем связаны с огромным количеством факторов, потенциально влияющих на эффективность систем с большим числом элементом. Это обстоятельство препятствует естественному стремлению учитывать возможно большее число исходных влияющих факторов и порождает проблему отсеивания несущественных факторов уже на этапе содержательной постановки задачи до формирования модели системы в целом. Для решения данной проблемы могут потребоваться эксперименты с полными моделями подсистем. С учетом этого разделение процесса построения модели системы на этапы содержательной постановки задачи и формального конструирования модели становятся весьма условными.

Содержательная интерпретация моделей элементов определяется конкретными исследовательскими задачами. В математическом смысле модели элементов весьма разнообразны и классифицируются по используемым математическим методам. Не претендуя на полноту характеристики, приведем основные типы моделей элементов с точки зрения их математического содержания. Динамический «траекторный» характер исследований предполагает наличие в системе элементов, процессы в которых представляют собой некоторое движение. Эти элементы описываются дифференциальными уравнениями. Существуют специальные языки моделирования, в основу которых положен принцип описания элементов системы дифференциальными уравнениями.

В тех же самых элементах системы в определенных условиях и в других элементах во всех случаях могут протекать стационарные процессы. Для их описания используются системы алгебраических уравнений. Элементы системы можно определить таким образом, что в их состав будут включаться локальные органы управления. Их деятельность можно имитировать решением оптимизационной задачи с критерием, соответствующим цели локального органа управления. Элементы трех перечисленных типов могут изменять свое функционирование при выполнении определенных логических условий, на их траектории можно наложить некоторые ограничения. Поэтому математические описания этих элементов, как правило, дополняются заданием допустимой области решений в форме систем алгебраических неравенств. Органы управления, в частности автоматического, можно выделить в качестве специальных элементов системы. Для их описания используют системы логических уравнений, например на основе конечно-автоматных моделей.

Из внешней среды в исследуемую систему поступают материальные и информационные потоки, составляющие совокупность условий существования и воздействий на нее. Часть их задается экзогенно в виде исходных данных, а остальные могут быть представлены выходными параметрами модели внешней среды, которую допустимо рассматривать наравне с моделями элементов системы. Для того чтобы создать модель внешней среды, отражающую все условия, воздействия и все реакции внешней среды на поведение системы, нужно построить замкнутую модельную систему, в наибольшей степени отвечающую идее имитационного подхода. На деле это никогда не удается сделать либо по принципиальным, либо по чисто практическим соображениям, и замыкание модели системы выполняется через исследователя, что и является основной причиной необходимости интерактивной организации модели.

Поскольку целостную модель внешней среды создать не удается, материальные и информационные потоки из внешней среды в систему представляются отдельными, иногда коррелированными, а чаще независимыми моделями. Они не могут быть основаны на строгой теории и строятся в лучшем случае как стохастические либо заменяются сценариями. Их смысл состоит в задании будущих условий и возмущений для системы. Основой для этого могут служить натурные наблюдения, экспериментальные данные, экспертные оценки и априорные предположения и гипотезы. Соответственно различным будетбыть и математический аппарат моделирования. При наличии предшествующего опыта для непрерывных процессов это могут быть модели прогнозирования или обучения, а для регулярных дискретных событий – модели систем массового обслуживания, например. Наиболее универсальным, но одновременно и наиболее трудоемким в этом случае является метод Монте-Карло. В литературе именно этому аспекту – моделированию внешней среды – уделяется наибольшее внимание [48].

Описанные особенности модели внешней среды, задание экзогенных параметров в виде набора сценариев, а также необходимость иметь вероятностную меру наблюдаемых параметров и оценок требуют многовариантных расчетов, а в худшем случае – полного перебора значений всех варьируемых факторов. В наиболее развитых модельных комплексах обязательной составной частью должны быть модули, реализующие методы планирования эксперимента. В частных случаях выбор вариантов расчетов может быть продиктован нормируемыми расчетными условиями, соответствующими наиболее вероятному или наиболее тяжелому развитию процесса, возможностью получения экспертных оценок условий только на уровнях оптимистических и пессимистических предположений и их средних и т.п.

Процесс в системе един и охватывает все ее элементы. При формализации допускается разделение единого процесса на элементарные, носителями которых в системе служат элементы, а в модели системы – их модели. Если модель системы реализуется на однопроцессорной ЭВМ с последовательным выполнением команд, то в модели одновременно может протекать только один элементарный процесс при фиксированных состояниях всех остальных элементов. Для последующей синхронизации элементарных процессов «системные часы» регистрируют значение времени в каждом элементе системы.

1.5. Учет неопределенности информации в системных энергетических исследованиях

Свойство неопределенности (неполноты, неоднозначности) информации, объективно присущее СЭ, создает существенные трудности при управлении их развитием и функционированием. В большинстве задач управления неполнота информации (а также

многокритериальность) приводит к неопределенности при принятии решений, в связи с чем требуются специальные методы учета этого свойства. Их разработка и применение составляют важный компонент системного подхода и специальную область системных исследований в энергетике [5].

Должный учет неполноты информации, с одной стороны, отражается на самой методологии управления, т.е. на общей организации процесса управления, а с другой – требует применения специальных методов при проведении конкретных исследования и формализованном решении отдельных задач управления. Рассмотрим эти вопросы более подробно.

Можно указать три основных пути «борьбы с неопределенностью»:

1) повышение точности самой информации;

2) принятие решений с минимально допустимой заблаговременностью;

3) разработка и применение специальных формализованных методов оптимизации и принятия решений в условиях неопределенности.

Первый путь наиболее очевиден и естествен – речь идет об улучшении постановки дел со сбором и распространением информации, совершенствовании статистических методов ее обработки, разработке новых методов прогнозирования случайных процессов и других подобных работах. При этом основное внимание нужно уделять тем исходным показателям, неопределенность которых наиболее сильно влияет на результаты решения соответствующих задач. Желательно, конечно, использовать все разумные возможности, имеющиеся на этом пути. Подчеркнем «разумные», так как иногда затраты на уточнение информации могут превысить эффект, который дает само уточнение. Поэтому в необходимых случаях следует соизмерять такие затраты и эффект.

Заметим, что выявление показателей, по отношению к которым решение оказывается наиболее чувствительным, и соизмерение затрат на уточнение информации с достигаемым при этом эффектом сами по себе представляют значительные трудности. Однако на этих вопросах мы останавливаться не будем.

Используя первый путь, можно повысить точность информации, но нельзя полностью устранить ее неопределенность. Неполнота наших знаний о будущем объективно неизбежна, поэтому существует определенный предел, до которого возможно уточнение информации.

Второй путь преодоления неопределенности связан со свойством информации иметь тем большую неточность, чем более отдален период времени, рассматриваемый при управлении. По мере приближения к какому-либо конкретному календарному сроку происходит естественное уточнение относящейся к нему информации о внешних условиях, структуре и составе системы, технико-экономических показателях объектов и т.д. В связи с этим желательно обосновывать и принимать решения как можно позже, непосредственно перед началом их реализации. При этом будем использовать каждый раз наиболее свежую информацию, имеющую минимально возможную неопределенность.

Очевидно, что нельзя допускать и задержек в принятии решений, так как это может привести к еще худшим последствиям, чем риск или перерасход, обусловленный неточным знанием предстоящих условий. Некоторые виды решений, например о разработке новых технологий производства или преобразования энергии, которые требуют длительного времени для реализации, должны приниматься с достаточно большой заблаговременностью. Однако для общего уменьшения неопределенности информации важно, чтобы окончательные решения не принимались преждевременно, а лишь тогда, когда они уже назрели и не терпят дальнейшего отлагательства.

Данное положение было названо в [5] принципом «принятия решений с минимально допустимой заблаговременностью». Практическая реализация этого принципа требует соответствующей организации управления. Так, при проектировании непрерывно развивающихся систем окончательные решения должны приниматься только по первоочередным объектам или для ближайшего интервала времени. По остальным объектам или интервалам времени окончательные решения следует принимать позднее, когда лучше прояснится реальная обстановка.

Кроме того, целесообразно разбивать (когда это возможно) принятие решений на этапы. Например, раздельно принимать решения о начале проектирования и о начале строительства объектов с параллельным проектированием нескольких конкурирующих объектов. При этом, с одной стороны, в процессе проектирования уточняются технико-экономические показатели объектов, с другой – за время, необходимое для проектирования, проясняются прочие внешние условия, что уменьшает неопределенность информации при принятии окончательного решения о строительстве объектов.

Учет рассмотренного принципа особенно сильно влияет на методологию управления развитием тех видов систем энергетики, для которых характерны технические связи и непрерывное развитие, например электроэнергетических. Процесс проектирования и планирования развития таких систем должен представлять собой непрерывный («скользящий») процесс последовательного обоснования и принятия различного рода конкретных решений о рациональной структуре системы, проектировании и строительстве отдельных объектов, сроках ввода их в эксплуатацию и др.

К сожалению, второй путь, так же как и первый, не может полностью устранить неопределенность информации при принятии решений. Даже минимально необходимая заблаговременность бывает, как правило, достаточно большой, вследствие чего неопределенность информации, хотя и уменьшается, но сохраняется. Поэтому приходится использовать

Третий путь – применение формализованных методов исследования. Заметим, что эти методы существенно зависят от характера и смысла рассматриваемой задачи. При этом можно выделить два класса задач:

1) задачи обоснования конкретных решений о развитии или функционировании отдельных систем энергетики и их объектов; такие задачи наиболее распространены и многочисленны;

2) «уникальные» задачи исследования и выбора перспективной структуры энергетического комплекса и единых отраслевых систем страны (ЕЭС, ЕСГ и т.п.).

Смысл задач второго класса состоит в выявлении рациональных пропорций и прогрессивных тенденций развития ЭК и единых отраслевых систем энергетики на перспективу 10–15 лет и более. При этом еще не требуется обосновывать какие-либо конкретные решения (хотя и имеется в виду сделать это в последующем). Необходимо получить лишь общие «контрольные цифры» (управляющую информацию) и основные закономерности, или правила, которых следует придерживаться при последующем обосновании конкретных решений для обеспечения оптимального развития энергетики и ее основных систем в целом.

Такие цифры и правила очень важны для управления, они должны обосновываться специальными исследованиями, но пока еще не представляют собой окончательные решения, которые будут непосредственно реализовываться. Поэтому результаты решения таких «уникальных» задач могут получаться в виде диапазонов или вариантов значений соответствующих показателей, некоторых зависимостей, общих тенденций и правил.

Подходы к решению задач второго класса еще не вполне сформировались – принципиальное отличие необходимых результатов этих задач от задач первого класса,

где требуется находить однозначные решения (принимаемые к реализации), было понятно относительно недавно. Ранее к ним пытались применять те же методы, что и для задач первого класса. Определенное значение для таких подходов имеет удаленность рассматриваемого периода. В дальнейшем следует попытаться более подробно проанализировать (и, если можно, обобщить) подходы к решению задач второго класса.

Здесь будем иметь в виду задачи первого класса. К ним отнесены динамические задачи развития систем, в которых требуется выбрать однозначные первоочередные решения (непосредственно принимаемые к исполнению), относящиеся, как правило, к ближайшему планируемому интервалу времени («первому шагу»).

Отметим, что методы, о которых идет речь, направлены на формализацию процесса обоснования решений, на корректную оценку последствий тех или иных действий и на разработку рекомендаций для лиц, принимающих решения. Применение этих методов позволяет уменьшить отрицательные последствия (ущерб, перерасход), обусловленные неточным знанием будущего. Однако они не дают возможности избежать этих последствий полностью. При неопределенности информации любое принятое решение может оказаться не наилучшим для тех условий, которые сложатся фактически. Поэтому некоторый перерасход или риск неизбежен. Единственное, что можно сделать, принимая решения, – это постараться свести такой перерасход к минимуму.

С точки зрения математических постановок и методов решения задач выделяют следующие категории условий оптимизации и принятия решений [54].

1. *Определенные условия,* когда вся исходная информация является (или принимается) точно известной (детерминированной) (рис. 1.2, а)

2. *Вероятностно-определенные условия*, когда помимо детерминированных исходных данных имеются случайные величины с точно известными вероятностными характеристиками (см. рис. 1.2, б). Эти условия в [54] называются «при риске», мы же будем придерживаться своей терминологии, подчеркивая этим, что исходная информация определена в вероятностном смысле.

3. *Условия неопределенности*, когда наряду с первыми двумя категориями информации имеются величины, для которых неточно известно (см. рис. 1.2, в) или совсем неизвестно (см. рис. 1.2, г) вероятностное описание. Разновидность этих условий, когда присутствуют только «вероятностно-неопределенные» величины (см. рис. 1.2, в), мы будем называть *условиями частичной неопределенности.*

Сделаем несколько замечаний по формам количественного описания величин, приведенных на рис. 1.2. Задание серии функций или рядов распределения (см. рис. 1.2, в) представляется естественным, когда имеющихся сведений о рассматриваемой случайной величине недостаточно для уверенного построения одной функции распределения. При этом следует выделять некоторые «крайние» распределения, выход за пределы которых уже нереален, и несколько «промежуточных» распределений, которые на основании имеющихся сведений кажутся возможными. Очевидно, что вероятности самих функций распределения, вошедших в намеченную серию, являются неизвестными, в том числе отдельные функции распределения не могут считаться равновероятными. Если бы это было не так, то можно свести такую серию характеристик к единственному распределению и получить тем самым вероятностно-определенную величину. Фактически мы имеем здесь дело с неопределенностью вероятностного описания случайной величины. Если по тем или иным соображениям достаточно уверенно устанавливается общий вид закона распределения, то вместо серии функций распределения можно задать интервалы числовых характеристик распределения – диапазоны математического ожидания, дисперсии и т.п.

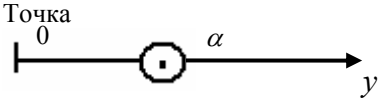
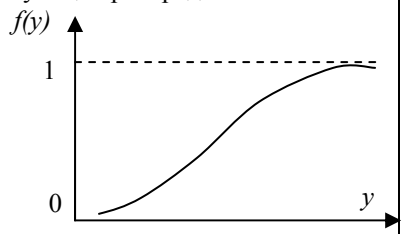
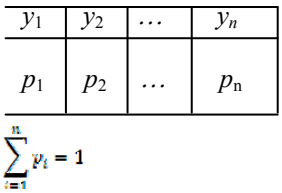
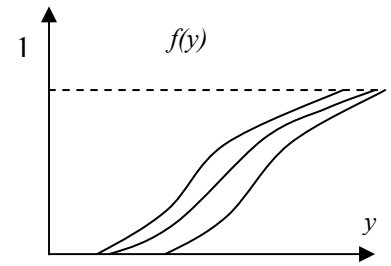
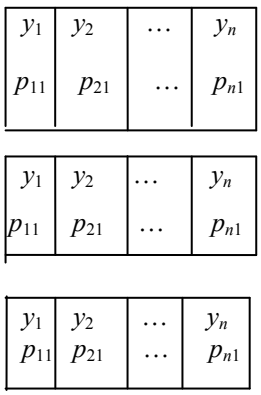
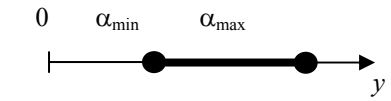
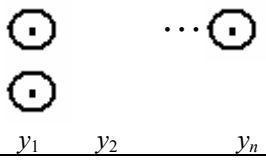
Вид информации	Форма математического описания	
	Непрерывные величины	Дискретные величины
а) детерминированная (однозначная)	Точка 	Точка
б) вероятностно-определенная	Функция распределения 	Ряд распределения 
в) вероятностно-неопределенная	Серия функций распределения 	
г) Неопределенная	Отрезок (диапазон) значений 	Набор значений (точек) 

Рис. 1.2. Формы количественного представления исходной информации.

Форма задания величины диапазоном (см. рис. 1.2, г) предполагает полное отсутствие сведений о вероятностях различных значений внутри диапазона. Это может относиться либо к случайным величинам, по которым нет никаких статистических данных, либо к объективно детерминированным, точные значения которых нам пока неизвестны (например, длины трасс электропередач или трубопроводов на ранних стадиях проектирования). Вопрос об определении границ (крайних значений) диапазонов обычно далеко не прост. Как правило, это приходится делать экспертным путем на основе интуиции и опыта специалистов, причем ни в коей мере нельзя автоматически принимать равномерный закон распределения внутри диапазона. Равномерное распределение может быть принято иногда как одна из возможных гипотез. Однако почти всегда значения, расположенные ближе к границам диапазона, будут казаться менее вероятными, чем значения в средней его части. Это следует хотя бы из того факта, что эксперт, выбирая границы диапазона, стремится расширить его настолько, чтобы включить значе-

ния, которые представляются маловероятными, но все-таки практически возможными. Следовательно, если из-за отсутствия сведений или по каким-то другим соображениям мы не решаемся задать вероятностные характеристики хотя бы вариантно (как для предыдущей категории), то нужно просто полагать, что мы их не имеем, и оперировать только с диапазоном.

Теперь рассмотрим вопрос **о методах решения задач**. При определенных условиях оптимизации можно использовать огромный арсенал детерминированных методов математического программирования (линейного, нелинейного, динамического). При решении задач в остальных категориях условий оптимизации необходимо варьировать значениями исходных данных и для каждого конкурирующего варианта решения рассчитывать эффект (или последствия) при нескольких их возможных сочетаниях. При этом возникает важный вопрос о соизмерении значений целевой или оценочной функции, полученных для разных сочетаний информации.

В вероятностно-определенных условиях достаточно хорошим критерием для такого соизмерения может служить математическое ожидание. Если рассматривается S сочетаний исходных данных, которые представляются как полная группа случайных событий (сумма их вероятностей равна единице), то математическое ожидание целевой функции для некоторого i-го варианта решения определяется по формуле

$$M_i = \sum_{s=1}^{S} p_s З_{is}, \qquad (1.17)$$

где $З_{is}$ – значение целевой функции (наиболее часто – затрат) при i-м варианте решения и s-м сочетании исходных данных; p_s – вероятность s-го сочетания. При этом достигается единая (единственная) оценка каждого варианта решения, что позволяет вполне определенно выбирать лучший вариант[7]. Тем самым, несмотря на неоднозначность информации и неизбежность некоторого перерасхода (риска), в вероятностно-определенных условиях обеспечивается однозначный выбор оптимального варианта решения. На основе критерия (1.17) разработаны специальные методы стохастического программирования [13, 55–57; и др.].

Области применения вероятностных методов в задачах обоснования решений о развитии и функционировании систем энергетики имеют существенные методические и технические (вычислительные) ограничения [58]. Так, применение вероятностных методов вполне правомочно лишь в тех случаях, когда имеет место сочетание следующих условий: а) возможно получение достоверного (объективного) вероятностного описания неоднозначных исходных данных, что практически осуществимо лишь для массовых величин, обладающих свойством статистической устойчивости; б) случайные величины (процессы) являются столь стационарными, что имеется достаточная уверенность в обоснованности переноса (экстраполяции) прошлых их тенденций (законов распределения) на будущее; в) используемые случайные величины не находятся под субъективным воздействием. Технические ограничения на применение вероятностных методов возникают в случаях, когда выполнение вероятностных расчетов оказывается слишком трудоемким (неосуществимым или нецелесообразным экономически). В связи с этим возможность отнесения той или иной задачи к категории вероятностно-определенных условий оптимизации и решения ее стохастическими методами должна специально рассматриваться и обосновываться.

При управлении развитием систем энергетики область применения вероятностных методов ограничена, как правило, задачами, решаемыми с заблаговременностью до одного-двух лет. Для задач, в которых рассматривается более отдаленный период, ве-

[7] Мы не будем обсуждать здесь обоснованность критерия (1.17) и некоторые тонкости в его использовании, что подробно рассмотрено в [54].

роятностные методы могут иногда сочетаться со специальными приемами учета неопределенности информации, играя при этом вспомогательную роль (для определения «расчетных» значений отдельных случайных величин, для решения отдельных подзадач, на которые разделяется основная задача, и т.п.).

Для задач функционирования систем энергетики вероятностные методы могут использоваться намного шире, так как в этом аспекте в большей мере сказывается влияние геофизических процессов, случайных ошибок приборных измерений и т.п., а также потому, что имеются большие основания для экстраполяции ретроспективных статистических оценок. В целом же в подавляющем большинстве задач управления СЭ среди исходных данных присутствуют неопределенные (и вероятностно-неопределенные) величины, поэтому третья категория условий оптимизации представляет наибольший интерес.

Для условий неопределенности критерий (1.17) можно использовать для учета частично имеющихся сведений о вероятностях различных значений или сочетаний исходных данных, в первую очередь для вероятностно-неопределенных величин (см. рис. 1.2,в). Учитывая, что таких величин, как правило, бывает несколько и нас интересует совместное распределение вероятностей всей их совокупности, при учете имеющихся сведений о вероятностях приходится прибегать к экспертной оценке. За рубежом такие оценки называются «субъективными вероятностями» [58–60; и др.]. Более удачным представляется несколько иной термин – «субъективные оценки вероятностей» [61].

Использование субъективных оценок вероятностей можно рассматривать также как один из приемов «раскрытия» неопределенности с участием человека (специалистов) в условиях «полной» неопределенности (при отсутствии вероятностного описания неоднозначных величин). Дело в том, что формализованное решение задач в условиях неопределенности в общем случае (если неопределенность велика) не может выявить один (единственный) оптимальный вариант. Можно найти лишь несколько (зону) рациональных решений, среди которых окончательный выбор должен делаться интуитивным путем самим человеком (лицами, принимающими решение). При этом использование интуитивных представлений о вероятностях предстоящих в будущем условий (сочетаний исходной информации) оказывается весьма полезным, так как резко сужает зону неопределенности решений.

Предполагая субъективные оценки вероятностей, нужно учитывать, что они не могут быть однозначными – давать одно вполне определенное распределение вероятностей. Более правильной, лучше отвечающей действительности, представляется ориентация на получение субъективным путем серии возможных функций распределения. Такое положение следует признать естественным, так как человек интуитивно может «ощущать» лишь некоторую область возможных распределений, а не какое-то одно конкретное распределение. Тем более это относится к оценкам, даваемым разными экспертами. Стремление получить субъективным путем одно «точное» распределение было бы самообманом.

Поэтому следует ориентироваться на использование нескольких субъективных распределений вероятностей рассматриваемых сочетаний исходных данных. Причем для каждого конкурирующего варианта решения определяются математические ожидания оценочной функции, соответствующие разным предполагаемым функциям распределения, и из них составляется матрица, которая служит основой для последующего анализа и выбора решений.

Для условий «полной» неопределенности (когда совершенно отсутствуют сведения о вероятностях неоднозначных исходных величин) нет и, по-видимому, не может быть достаточно хорошего критерия выбора. Предложено несколько критериев – Вальда, Лапласа, Сэвиджа, Гурвица и другие, каждый из которых имеет свои достоинства и

недостатки [54]. Они позволяют формализовать анализ неопределенных ситуаций и выбирать решения (мы назовем их «рациональными»), которые хороши в том или ином отношении.

Однако, учитывая недостатки указанных критериев, нельзя применять какой-либо один из них для окончательного выбора решения. В общем случае (когда рекомендации разных критериев не совпадают) имеется неоднозначность выбора, т.е. не удается найти единственный оптимальный вариант. Такое положение следует считать естественным – неопределенность информации приводит в конечном итоге к неопределенности решения. Окончательный выбор среди полученных рациональных вариантов неизбежно должен осуществляться с участием человека – с использованием опыта и интуиции специалистов, ответственных за принятие решения. Это важное положение следует учитывать при разработке и применении методов решения оптимизационных задач в условиях неопределенности.

Рассмотрим теперь коротко различные подходы, применяемые для формализованного обоснования решений в условиях неопределенности.

Впервые, по-видимому, игровой подход, разработанный для антагонистической игры двух лиц, был распространен на так называемые «игры с природой» [54]. При этом вместо действий второго игрока (противника) рассматриваются возможные «состояния природы». Поскольку природа – не сознательный противник, наряду с минимаксным критерием (критерием Вальда) для анализа «платежной матрицы» был предложен еще ряд критериев – Лапласа, Сэвиджа, Гурвица и др.

Данный подход в своем непосредственном виде позволяет решать лишь очень простые по структуре задачи, которые характеризуются дискретными и конечными наборами возможных действий (вариантов решения) и «состояний природы» (сочетаний значений исходных данных). Такие ситуации встречаются довольно редко. Большинство практических задач гораздо сложнее – они имеют непрерывные множества оптимизационных параметров и неоднозначных исходных данных, носят динамический характер и т.п. Поэтому были разработаны и продолжают разрабатываться другие подходы, допускающие решение более сложных практических задач. Укажем, как минимум, четыре таких подхода:

– подход, основанный на «субъективных вероятностях»; иногда он сочетается с применением «функций полезности»;

– подход, предполагающий построение и последующий анализ «платежной матрицы» в сложных задачах;

– программное решение оптимизационных задач по специальным критериям теории решений (критериям Вальда, Лапласа, Сэвиджа и др.);

– подход, основанный на понятии нечетких (размытых, расплывчатых) множеств и переменных.

Первый подход, получивший распространение за рубежом [60, 62; и др.], предполагает сведение неопределенных условий оптимизации к вероятностно-определенным путем субъективного назначения вероятностей различных возможных в будущем условий («состояний природы») и принятия решения по критерию математического ожидания целевой функции (1.17). При этом иногда учитывается неодинаковая «полезность» различных сумм денег (затрат, платежей) и вместо непосредственной денежной оценки эффекта (или затрат) для разных вариантов решения используются оценки их «полезности». Понятие «полезности» применяется также для сведения к единому критерию различных по своей природе последствий от принимаемых решений (экономических, экологических, социальных и др.), т.е. при наличии нескольких целей (многокритериальной оптимизации). Решение задач предполагает, как правило, дискретную схему – рассмотрение конечной последовательности возможных действий (совершаемых в разные

моменты времени) и дискретные варианты неопределенных условий, которые проясняются к тому или иному будущему моменту времени.

Достоинством данного подхода является то, что он позволяет выбирать единственное решение (по критерию (1.17)) и учитывать многокритериальность, а также достаточно глубокая его формализация. Разработана система аксиом для обоснования критериев выбора, способов проведения экспертизы и т.п. В числе недостатков можно указать на субъективность, стремление формализованным путем получить единственное решение (что противоречит самой сущности неопределенных условий оптимизации), неприменимость в «чистом» виде для решения сложных задач с непрерывными параметрами.

Второй подход, разработанный в СЭИ, ИВТАН, Энергосетьпроекте и в некоторых других организациях [60, 63–65; и др.], основан на отмечавшихся первоначальных идеях составления и анализа «платежной матрицы». При этом задачи решаются в традиционных постановках, принятых в математическом программировании (для детерминированных или стохастических задач), однако общая схема решения предполагает расчет «платежной матрицы» с последующим ее анализом. Решение состоит из нескольких этапов, почти на каждом из которых предполагается участие человека, т.е. подход ориентирован на «человеко-машинную» схему решения. При этом конечной целью решения не ставится обязательное нахождение единственного оптимального варианта (хотя иногда это может оказаться возможным) – требуется найти рациональные варианты (в общем случае их будет несколько), которые хороши в том или ином отношении.

Третий подход – программная оптимизация – предполагает численное (в едином алгоритме) нахождение вариантов, оптимальных по одному из критериев теории решений, аналогично методам стохастического программирования (когда используется критерий математического ожидания целевой функции). Такой подход весьма привлекателен, так как сразу выявляются рациональные варианты, из которых будет делаться последующий выбор. При его использовании для обоснования конкретных решений необходимо выдержать два требования:

– определить оптимальные (рациональные) варианты, как минимум, для трех главных критериев: Вальда, Лапласа, Сэвиджа. Еще лучше иметь возможность находить варианты, оптимальные для некоторого сочетания этих критериев.

– оценить варианты, оптимальные по какому-либо критерию, по другим (остальным) критериям, т.е. составить полную матрицу оценок всех полученных вариантов по всем отмеченным критериям.

Эти требования вызваны тем, что ни один из указанных критериев не может считаться вполне удовлетворительным и использоваться в одиночку. Конкурирующие варианты следует анализировать по всем критериям.

Вычислительные трудности решения задач по указанным критериям (особенно по критерию Сэвиджа – минимаксного риска) и требование обязательной оптимизации по всем трем критериям приводят к тому, что практически данный подход можно применять для относительно простых задач (линейных, небольшой размерности и т.п.). В качестве примера можно указать работы [66–69].

Четвертый подход связан с применением понятий лингвистических переменных и нечетких множеств, введенных Л. Заде [70–72; и др.], к задачам принятия решений в условиях неопределенности.

Помимо рассмотренных четырех подходов, имеются и другие, представляющие практический интерес, предложения по приемам решения задач оптимизации в условиях неопределенности. Можно отметить, например, прием сведения «неопределенност-

ных» (и стохастических) задач к последовательности их детерминированных эквивалентов [73].

1.6. Методы оптимизации в системных исследованиях энергетики

Общая характеристика исследований. Исследования по теории и методам оптимизации изначально представляли одно из важнейших направлений научной деятельности СЭИ, поскольку центральной задачей института было создание математических моделей для выбора наилучших вариантов сложных энергетических объектов и систем. Это требовало поддержания на высоком научном уровне исследований в области прикладной и вычислительной математики. Следует также отметить, что с момента создания Иркутского научного центра СО АН СССР СЭИ играл роль вычислительного центра для научных и учебных заведений Иркутска и области. Это также требовало широкого привлечения в институт программистов и математиков.

С начала 60-х годов прошлого столетияна базе СЭИ регулярно издавался популярный сборник научных работ «Прикладная математика», трансформировавшийся в 90-х годах в научный журнал «Оптимизация, управление, интеллект». Организаторами его являлись не только сотрудники СЭИ. Сборник формировался на общегородской базе с редколлегией, объединяющей всех математиков Иркутска, в том числе ведущих специалистов математического факультета Иркутского государственного университета (ИГУ). Бессменным главным редактором сборника был известный профессор математики Б.А. Бельтюков, работавший в Иркутском педагогическом институте. Ведущие математики СЭИ В.П. Булатов и А.П. Меренков были заместителями главного редактора.

Широкую известность приобрела Байкальская международная школа-семинар «Методы оптимизации и их приложения», которая была создана на базе СЭИ СО АН СССР в 60-х годах по инициативе академиков Н.Н. Моисеева и Л.А. Мелентьева. Регулярно, начиная с 1967 г. до настоящего времени, на берегах Байкала проводятся заседания этой школы, имеющей большое значение для координации исследований и подготовки молодых ученых в математическом программировании и прикладной математике. Байкальская школа по оптимизации всегда являлась крупным математическим мероприятием, организаторами которого выступали многие учреждения Иркутска и других городов. Так, в организации XIV школы, прошедшей в 2000 г. [74], самое активное участие приняли следующие вузы: Институт математики, экономики и информатики (в прошлом математический факультет) ИГУ, Иркутский государственный университет путей сообщения, Иркутская государственная сельскохозяйственная академия, а также Братский государственный университет.

В издании сборников «Прикладная математика» и в проведении школ по методам оптимизации огромная заслуга принадлежит профессору В.П. Булатову. Возглавляемый им долгое время отдел Прикладной математики был организатором математической жизни института. На базе отдела постоянно действовал математический семинар, где проходили детальную апробацию многие работы в области математического моделирования, теории и методов оптимизации, вычислительной математики. В институте считалось необходимым даже «чистым» энергетикам, которые занимаются математическим моделированием и вычислениями, посещать, в том числе при представлении диссертаций, математические семинары и конференции.

СЭИ создавался как сплав ученых нескольких направлений – энергетиков, экономистов и математиков. Это обеспечивало комплексность исследований проблем энергетики и способствовало развитию других наук. Так, для развития вычислительных методов очень важна была возможность их апробации на реальных примерах моделей энергетики.

Многие крупные разработки в СЭИ осуществлялись путем формирования групп разноплановых специалистов. При этом нередко происходила смена «окраски» ученых. Некоторые априори «чистые» энергетики становились авторами мирового уровня в методах оптимизации. О двух таких случаях (Л.А. Крумм и Ш.С. Чурквеидзе) пойдет речь ниже.

Некоторые математики становились крупными учеными-энергетиками. Например, третий директор СЭИ, член-корреспондент РАН А.П. Меренков получил математическое образование в МГУ. Это не помешало ему стать вместе с Л.Я. Хасилевым основателем теории гидравлических цепей, создание которой по праву считается одним из крупных научных достижений института в исследованиях систем энергетики.

Экономисты по образованию могли «перековываться» в энергетиков и математиков. Так, В.З. Ткаченко, получивший экономическое образование в Новосибирском университете, стал автором оригинальной динамической модели межотраслевого баланса, разрабатывавшейся совместно с Ю.Д. Кононовым (модификации которой получили название в работах Ю.Д. Кононова модель «ИМПАКТ»). Эта модель предназначалась для определения во времени цепочки мероприятий, необходимых для достижения некоторых крупных экономических проектов или задач (в том числе в энергетике). Одновременно был разработан и оригинальный метод расчета модели, основанный на имитации экономических процессов в обратном времени от момента предполагаемой реализации проектов к предыдущим годам: что надо сделать в году $t-1$, чтобы обеспечить требуемые в году t мероприятия; что нужно сделать в году $t-2$ для обеспечения мероприятий года $t-1$ и т.д. [75].

Конкретизацию и программную реализацию модели «ИМПАКТ» в исходной и последующих вариантах осуществлял высококвалифицированный ученый-математик В.Н. Тыртышный, окончивший математический факультет НГУ. Им, в частности, был успешно использован алгоритм Зейделя для расчетов межотраслевых балансов, который был уместен в этом случае. В.Н. Тыртышный осуществил и ряд других крупных модельно-программных разработок, в которых проявил себя не только как математик и программист, но и как создатель оригинальных моделей.

Крупной разработкой СЭИ, потребовавшей привлечения специалистов разного профиля, являются созданные в начале 1970-х годов под руководством Ю.Н. Руденко методика, модели и комплексы программ анализа и синтеза надежности ЭЭС. В этой методике оптимизация присутствует на двух этапах: при выборе оптимального состава средств обеспечения надежности и при оценке состояния ЭЭС. К модели оценки состояния предъявляются во многом противоречивые требования. Например, важно чтобы эта модель максимально адекватно отражала сложные физико-технические процессы, протекающие при разных ситуациях в энергосистемах. При этом модель должна быть агрегированной, чтобы легко можно было осуществлять информационное накопление, и упрощенной, чтобы можно было быстро анализировать конкретные ситуации. Для обеспечения «надежности» рассчитываемых показателей надежности необходимы многократные расчеты на модели оценки состояния – модели оценки дефицита мощности (ОДМ). Изначально модель ОДМ представлялась в виде линейной задачи о максимальном потоке, для решения которой использовали алгоритм Форда–Фалкерсона, что казалось вполне естественным.

Часто модель ОДМ имела неединственное решение, т.е. суммарный по системе минимальный дефицит мог распределяться несколькими способами между узлами. Алгоритм Форда–Фалкерсона приводит к «крайним» точкам множества оптимальных решений, т.е. дефицит распределяется в минимальном наборе из возможных дефицитных узлов. Причем выбор дефицитных узлов зависит от нумерации узлов. Этот факт влиял на получаемые оценки вероятности дефицита в отдельных узлах.

И. И. Дикин вскоре предложил хорошее решение данной проблемы, основанное на свойствах алгоритма внутренних точек вырабатывать оптимальное решение с минимальным набором активных ограничений. Если решение не единственное, то алгоритм внутренних точек приводит к решению, находящемуся внутри (точнее, в относительной внутренности) области оптимальных решений. Был предложен двухэтапный алгоритм. Сначала методом внутренних точек решается задача минимизации суммарного дефицита мощности ЭЭС. В итоге в силу свойств метода определяются вершины, среди которых может перераспределяться дефицит. На втором этапе решается задача по распределению пропорционально нагрузкам среди этих узлов дефицита мощности [76]. Программную реализацию такого двухэтапного алгоритма внутренних точек осуществляли Г.М. Трошина и Л.М. Лебедева. До настоящего времени задача ОДМ в программных комплексах по оценке надежности ЭЭС решается алгоритмами внутренних точек. Этот случай показывает, насколько важно при разработке модели иметь не только хороших постановщиков-модельеров и программистов, но и профессиональных математиков.

В дальнейшем удалось несколько развить идеи И.И. Дикина – свести двухэтапную задачу определения минимального суммарного дефицита и его «равномерного» распределения пропорционально нагрузкам к одноэтапной задаче, более точно выражающей «равномерность» распределения дефицита и, как показали проведенные Л.М. Лебедевой расчеты, существенно быстрее решающей задачу ОДМ [77].

Г.Ф. Ковалев предложил учитывать потери в линиях в виде квадратичной зависимости от объемов передаваемой мощности. В этом случае модель ОДМ не будет иметь вид задачи линейного программирования, но и не будет задачей выпуклого программирования. Потребовались специальные исследования, чтобы убедиться в возможности решения такой задачи как задачи выпуклого программирования [77].

Изложенная схема решения задач анализа и синтеза надежности ЭСС в настоящее время является наиболее эффективной и универсальной. По аналогии с ней конструировались модели и вычислительные комплексы для исследования других проблем, в том числе надежности систем газоснабжения [78], теплоснабжения, для анализа и выбора средств резервирования в системах снабжения котельно-печным топливом [79], анализа эффективности механизмов страхования [80].

Л.А. Крумм. Метод приведенного градиента. Одним из пионеров в разработке специальных методов расчета допустимых и оптимальных режимов электроэнергетических систем был Л.А. Крумм, ныне академик Эстонской академии наук. Он длительное время работал в СЭИ и по праву может считаться одним из основателей электроэнергетического направления исследований института.

Л.А. Крумм – однин из создателей класса алгоритмов оптимизации, содержащего методы приведенного градиента в современной терминологии. Его первые работы по методам оптимизации появились в конце 50-х годов: в 1957 г. – в трудах Таллиннского политехнического института, в 1959 г. – в Известиях СО АН СССР [81–85].

Л.А. Крумм хорошо понимал, что разработанный им метод может использоваться не только для решения задач расчетов режимов электроэнергетических систем. При описании метода он, как правило, использовал общую запись задачи нелинейного программирования. При этом он рассматривал особый класс задач нелинейного программирования – с двусторонними ограничениями-неравенствами на переменные. Это означает, что множество допустимых решений (удовлетворяющих ограничениям задачи) заведомо либо ограниченное, либо пустое (ограничения противоречивые).

Пусть переменные задачи составляют вектор $x \in R^n$. Заданы минимизируемая целевая функция f_0 и функции ограничений f_i, $i = 1,\dots m$, а также векторы $\overline{x}, \underline{x}$ из R^n. Причем $\overline{x}_j > \underline{x}_j, j = 1,\dots,n$.

Рассматривается задача

$$f_0(x) \to \min, \tag{1.18}$$

при ограничениях

$$f_i(x) = 0,\ i = 1,\dots m, \tag{1.19}$$

$$\underline{x} < x < \overline{x}. \tag{1.20}$$

Считается, что функции f_i, $i = 0,\dots m$, дифференцируемы. Следует отметить, что для моделей расчета электроэнергетических режимов функции f_i существенно нелинейные. Они, как правило, являются квадратичными. Поэтому задача (1.18)–(1.20) относится к классу собственно нелинейных и даже невыпуклых задач оптимизации.

Центральная идея метода приведенного градиента состоит в том, чтобы представить ограничения-равенства (1.19) в виде выражения одних переменных через другие. Пусть вектор переменных x разбит на два подвектора: вектор базисных или зависимых переменных $z \in R^m$ и вектор независимых переменных $y \in R^{n-m}$. Для определенности будем считать, что первые $n-m$ компонент вектора x составляют вектор y, а остальные m компонент – вектор z. Причем вектор z представляется в виде вектор-функции от вектора y, которая равносильна ограничениям (1.19). То есть ограничения (1.19) приобретают вид

$$x_{i+n-m} - z_i(y) = 0, \quad i = 1,\dots,m. \tag{1.21}$$

Такое представление нелинейных ограничений-равенств названо Л.А. Круммом «первым положением» метода приведенного градиента.

В результате преобразований (1.21) задача (1.18)–(1.20) запишется как

$$g(y) \equiv f_0(y, z(y)) \to \min, \tag{1.22}$$

при ограничениях

$$\underline{x}_j \le y_j \le \overline{x}_j, \quad j = 1,\dots,n-m, \tag{1.23}$$

$$\underline{x}_{i+n-m} \le z_i(y) \le \overline{x}_{i+n-m}, \quad i = 1,\dots,m. \tag{1.24}$$

Эта задача имеет меньшее число переменных, чем задача (1.18)–(1.20), и все условия заданы в виде ограничений-неравенств.

Л.А. Крумм особо исследовал случай, когда текущее приближение y^k, где k – номер итерации, является допустимым для задачи (1.22)–(1.24). Вектор s^k определяется как направление уменьшения целевой функции от точки y^k в области допустимых решений. Например, вектор s^k можно определить как результат решения задачи

$$(\nabla g(y^k), s^k) \to \min, \tag{1.25}$$

при условиях

$$\underline{x}_j \le y_j^k + s_j^k \le \overline{x}_j, \quad j = 1,\dots,n-m, \tag{1.26}$$

$$\underline{x}_{i+n-m} \le z_i(y^k + s^k) \le \overline{x}_{i+n-m}, \quad i = 1,\dots,m. \tag{1.27}$$

Затем вычисляем шаг λ_k с тем, чтобы вектор

$$y^{k+1} = y^k + \lambda_k s^k$$

оставался в области допустимых решений задачи (1.22)–(1.24) и минимизировал значение целевой функции.

Такой алгоритм в современной терминологии называется методом условного градиента решения задачи (1.22)–(1.24). Для исходной задачи (1.18)–(1.20) использование преобразования (1.21) означает, что приведенный алгоритм будет методом приведенного градиента. Необходимо отметить, что Л.А. Крумм рассматривал более общий подход к постановке вспомогательной задачи выбора направления (1.22)–(1.24), в рамках которого, например, можно было использовать не только линейную, но и квадратичную аппроксимацию целевой функции $g(y)$.

Для решения вспомогательной задачи (1.25)–(1.27) и ее модификаций могут использоваться разные методы. Одно время с подачи Ш.С. Чурквеидзе для ее решения применяли метод вспомогательных функций, называемый чаще методом модифицированной функции Лагранжа. Об этом методе, разработанным Ш.С. Чурквеидзе, пойдет речь ниже.

В дальнейшем А.М. Тришечкин и затем О.Н. Войтов стали использовать в качестве вспомогательной линеаризованную задачу (1.25)–(1.27) с применением для ее решения метода внутренних точек.

И.И. Дикин. Метод внутренних точек. И.И. Дикин является автором оригинального метода внутренних точек решения задач линейного и на его базе нелинейного программирования. Уже в 1970-х годах этот метод нашел применение в реализации нескольких моделей СЭИ, в том числе при решении вспомогательной задачи поиска направления улучшения в обсуждавшемся ранее методе приведенного градиента для решения задачи расчета режимов электроэнергетических систем. Метод внутренних точек использовался также в программно-вычислительных комплексах анализа надежности электроэнергетических систем [86], в задачах выбора оптимальных графиков ремонта оборудования [87], с 1980-х годов – в моделях термодинамики.

Исходной основой И.И. Дикина в разработке алгоритма внутренних точек послужила очень любопытная и простая идея академика Л.В. Канторовича по определению рациональной системы цен в случае неоптимального плана (речь конкретно шла о планах использования посевных площадей, хотя предложенный Л.В. Канторовичем подход вполне годится и для других проблем, в том числе для планов развития и ценообразования в энергетике).

Рассмотрим взаимно двойственные задачи линейного программирования

$$c^T x \to \min,\ x \in X, \tag{1.28}$$

$$b^T u \to max,\ u \in U, \tag{1.29}$$

где

$$X = \left\{ x \in R^n : Ax = b,\ x \geq 0 \right\}, \tag{1.30}$$

$$U = \left\{ u \in R^m : g(u) \equiv A^T u - c \leq 0 \right\} \tag{1.31}$$

– множества допустимых решений исходной (1.28) и двойственной (1.29) задач. Заданными являются векторы $c \in R^n, b \in R^m$, матрица A размером $m \times n$. Переменные составляют векторы $x \in R^n, u \in R^m$.

Пусть задача (1.28) моделирует процесс производства и использования некоторых видов продукции, составляющей вектор b, вектор x состоит из показателей интенсивности технологии $j = 1,\ldots,n$, матрица A состоит из коэффициентов удельных расходов или выпусков продукции $i = 1,\ldots,m$ для технологий $j = 1,\ldots,n$. Итак, задача (1.28) заключается в определении неотрицательных интенсивностей заданного набора технологий, при которых обеспечивается выпуск заданного набора продукции при заданных ресурсах производства. Среди допустимых наборов технологий, составляющих множе-

ство X, требуется выбрать набор с минимальными затратами. Вектор c состоит из удельных затрат на единицу каждой технологии.

Двойственная задача (1.29) выражает проблему определения рациональной системы экономических оценок продукции, составляющих вектор u. Задачи (1.28)–(1.29) тесно взаимосвязаны. В частности, справедливо следующее утверждение: для того чтобы вектор $\bar{x} \in X$ был оптимальным решением задачи (1.28) необходимо и достаточно, чтобы существовал вектор $\bar{u} \in U$, при котором выполняется условие дополняющей нежесткости

$$\bar{x}_j g_j(\bar{u}) = 0, \quad j = 1,\ldots,n. \tag{1.32}$$

Приведенное условие играет важную роль в экономической интерпретации. Компоненты вектора $\bar{u}$ интерпретируются как набор цен, «зовущих к оптимуму», а компоненты вектора $g(\bar{u})$ – в качестве экономических оценок эффективности отдельных технологий.

По каким-то причинам, например из-за несовершенств линейной модели, может быть выбран неоптимальный с позиций задачи (1.28) план. Для случая, когда принятое решение $x \in X$ неоптимально, Л.В. Канторович в 1965 г. предложил методику формирования приближенных оценок ресурсов, основанную на минимизации взвешенной суммы квадратов отклонений в условиях дополняющей нежесткости (1.32).

Пусть имеется допустимое решение $x^k \in X$ с положительными компонентами $x_j^k > 0, \quad j = 1, \ldots, n$. По одному из вариантов методики Л.В. Канторовича для такого решения вектор оценок определяется правилом

$$u^k = arg\,min\,\Phi_k(u), \quad u \in R^m, \tag{1.33}$$

где

$$\Phi_k(u) = \sum_{j=1}^{n} (x_j^k)^2 \left(g_j(u)\right)^2. \tag{1.34}$$

В используемом методе наименьших квадратов веса $(x_j^k)^2$ зависят от интенсивности использования конкретных технологий. Если интенсивность невелика, величина x_j^k близка к нулю, то компонента j играет меньшую роль в формировании вектора цен u^k.

Если вектор x^k – неоптимальное решение задачи (1.28), то у вектора $g(u^k)$ будут как положительные, так и отрицательные компоненты. По экономическим соображениям из того, что $g_j(u^k) > 0$, следует необходимость увеличения интенсивности использования данной технологии j в целях уменьшения суммарных затрат. Если $g_j(u^k) < 0$, то технология j имеет отрицательную рентабельность в рамках цен u^k и интенсивность ее использования должна быть сокращена.

На основе приведенного правила получения экономических оценок ресурсов и технологий И.И. Дикин в 1960-х годах разработал алгоритм итеративного улучшения решения задачи (1.28), в котором следующее решение $x^{k+1} \in X$ определяется по формуле

$$x^{k+1} = x^k + \lambda_k s^k \tag{1.35}$$

при

$$s_j^k = (x_j^k)^2 g_j(u^k), \quad j = 1, \ \ldots, \ n \tag{1.36}$$

$$\lambda_k = 1 \Big/ \sqrt{\Phi_k(u^k)}. \tag{1.37}$$

Первые программные реализации такого «непривычного» на фоне широко использовавшегося в те годы симплекс-метода показали хорошую работоспособность. Эти первые реализации осуществлялись С.М. Анцизом в Институте математики СО РАН.

И.И. Дикин предложил геометрическую форму представления данного алгоритма: получаемый в результате итеративного перехода вектор x^{k+1} является оптимальным решением задачи

$$c^T x \to \min, \tag{1.38}$$

при условиях

$$Ax = b, \ \ x \in S^k, \tag{1.39}$$

где

$$S^k = \left\{ x \in R^n : \sum_{j=1}^{n} (x_j - x_j^k)^2 \Big/ (x_j^k)^2 \le 1 \right\} \tag{1.40}$$

– вписанный в неотрицательный ортант

$$R_+^n = \left\{ x \in R^n : x \ge 0 \right\} \tag{1.41}$$

эллипсоид. То есть в обсуждаемом алгоритме исходное условие неотрицательности переменных заменяется на условие принадлежности следующего решения эллипсоиду, зависящему от предыдущего решения.

Активно этот алгоритм стал применяться с начала 1970-х годов в СЭИ после переезда в Иркутск И.И. Дикина. Им были доказаны следующие важные факты (при предположении о невырожденности задачи (1.28)). Если задача (1.28) имеет оптимальное решение, то последовательность векторов x^k, $k = 1, \ 2, \ \ldots$, будет сходиться к одному из оптимальных решений. Причем получаемое оптимальное решение обладает важной особенностью – оно имеет минимальный набор активных ограничений по сравнению с другими оптимальными решениями. Скорость сходимости значения целевой функции $c^T x^k$ к ее оптимальному значению – линейная, т.е. по геометрической прогрессии. Последовательность векторов u^k будет сходиться к оптимальному решению двойственной задачи [88–91].

В дальнейших работах многих математиков алгоритм внутренних точек получил существенное развитие, в частности для решения задач нелинейного программирования. Получены интересные результаты в теоретическом обосновании алгоритма, установлена связь с «классическим» методом внутренних точек, базирующимся на логарифмической штрафной функции (такой метод также успешно применялся в институте в разработках А.М. Клера).

Ш.С. Чурквеидзе. Метод вспомогательной функции и модифицированной функции Лагранжа. В конце 1960-х годов Ш. С. Чурквеидзе предложил использовать для решения разных проблем в оптимизации специальные и вместе с тем простые вспомогательные функции – особые конструкции квадратичных добавок. С помощью таких добавок можно было решать проблемы плохой устойчивости к погрешностям вычислений задач безусловной и условной оптимизации, эффективно учитывать ограничения на переменные.

Фактически им был создан новый оригинальный метод решения широкого класса задач оптимизации, в том числе линейного и нелинейного программирования, который сразу нашел эффективное применение в СЭИ при оптимизации краткосрочных и долгосрочных режимов электроэнергетических систем. Этот метод используется до сих пор в лаборатории В.В. Труфанова в программно-вычислительном комплексе, предназначенном для выбора оптимальных вариантов долгосрочного развития электроэнергетических систем.

Первые публикации Ш.С. Чурквеидзе с изложением разработанного им метода вышли в 1970 г. (в статьях, опубликованных в СЭИ и Иркутском политехническом институте совместно с Ю.П. Сыровым и В.В. Посекалиным) [92–96]. Эти публикации привлекли внимание столичных математиков. Уже в 1972 и 1973 гг. ими были написаны статьи с изложением нового подхода к решению задач оптимизации. При этом делались необходимые ссылки на работы Ш.С. Чурквеидзе.

Идеи Ш.С. Чурквеидзе уже в 70-х годах вылились в особое направление методов оптимизации, получившее название метода модифицированной функции Лагранжа. Теоретическими исследованиями и разработками этого метода сначала занимались только российские математики, в том числе Б.Т. Поляк, В.В. Третьяк, А.С. Антипин [97–99]. Затем произошел некоторый бум по поводу этого метода во всем мире.

В настоящее время метод модифицированной функции Лагранжа по праву считается одним из интереснейших в идейном плане и эффективным в вычислительном отношении подходом в теории и методах оптимизации. Этот метод почти в обязательном порядке в том либо ином варианте входит в учебники по математическому программированию. К сожалению, теперь даже в российских книгах нет ссылок на автора исходной идеи.

Рассмотрим задачу оптимизации при ограничениях в форме равенств. Пусть f_0 – целевая функция, f_i, $i = 1, \ldots, m$, – функции-ограничения от вектора переменных $x \in R^n$. Обсуждается задача

$$f_0(x) \to \min, \tag{1.42}$$

при ограничениях

$$f_i(x) = 0, \quad i = 1, \ldots, m. \tag{1.43}$$

Будем считать, что все функции дифференцируемые.

Наличие ограничений даже только в форме равенств усложняет проблему поиска экстремума по сравнению с задачами безусловной оптимизации. Лагранж, буквально в одном абзаце, высказал общую очень плодотворную идею перехода от задачи (1.42), (1.43) к задаче без ограничений. Он предложил добавить к целевой функции f_0 функции ограничений, просуммированные с некоторыми множителями, т.е. перейти к функции

$$L(x, \lambda) = f_0(x) - \sum \lambda_i f_i(x), \tag{1.44}$$

где λ_i – коэффициенты, называемые множителями Лагранжа; L – функция Лагранжа, зависящая от вектора исходных переменных x и вектора множителей Лагранжа $\lambda \in R^m$.

В результате приравнивания производных функции Лагранжа нулю, получим необходимые условия оптимальности. Равенство частных производных L по переменным λ_i дает собственно не что иное, как выполнение условий (1.43):

$$\nabla_\lambda L(x, \lambda) = f(x), \tag{1.45}$$

где f – вектор-функция с компонентами f_i, $i = 1, \ldots, m$.

Поскольку

$$\nabla_x L(x,\ \lambda) = \nabla f_0(x) - \sum \lambda_i \nabla f_i(x), \tag{1.46}$$

приравнивание частных производных L по x к нулю дает соотношение

$$\nabla f_0(x) = \sum \lambda_i \nabla f_i(x). \tag{1.47}$$

Итак, равенство частных производных функций Лагранжа нулю означает, что полученное решение x является допустимым, т.е. удовлетворяющим условиям (1.43). При этом градиент целевой функции, согласно (1.47), должен находиться в подпространстве, ортогональном подпространству, образованному линейными комбинациями градиентов функций-ограничений. Последнее представляет обобщение известного условия оптимальности: градиент в точке безусловного минимума дифференцируемой функции должен быть нулевым вектором.

В некоторых случаях условия (1.43), (1.47) достаточны для того, чтобы данное значение x было оптимальным решением задачи (1.42), (1.43). В частности, это имеет место для задач с выпуклой целевой функцией f_0 и линейными функциями-ограничениями.

Существуют алгоритмы оптимизации, основанные непосредственно на функции Лагранжа, выполняющие последовательную корректировку вектора x и затем вектора λ. В использовании такого пути имеются сложности, вызванные билинейностью составляющих $\sum \lambda_i f_i(x)$, т.е. линейностью ее от λ и от значений вектора $f(x)$.

Центральная идея Чурквеидзе состояла в использовании квадратичных аппроксимаций вида $(\lambda_i - f_i(x))^2$ в качестве добавок к минимизируемым функциям. В данном случае величина λ_i выполняет роль «маяка», к которому должно стремиться значение функции f_i.

В частности, для задачи (1.42), (1.43) получаем следующую вспомогательную функцию:

$$S(x,\lambda) = f_0(x) + \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{m}\left(\lambda_i - f_i(x)\right)^2. \tag{1.48}$$

Несложно видеть, что данная функция содержит в качестве составной части функцию Лагранжа (1.44). Действительно,

$$S(x,\lambda) = L(x,\lambda) + \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{m}(\lambda_i^2 + f_i^2(x)). \tag{1.49}$$

Появление дополнительных квадратичных составляющих весьма существенно. Они объясняют и использование термина «модифицированная функция Лагранжа».

На рассматриваемом примере хорошо можно пояснить суть метода вспомогательных функций (модифицированной функции Лагранжа). Пусть на итерации k имеется значение λ^k вектора множителей. Решая задачу безусловной оптимизации, находим вектор

$$x^{k+1} = \arg\min\left\{S(x,\lambda^k) + \gamma\sum(x_j - x_j^k)^2 : x^{k+1} \in R^n\right\} \tag{1.50}$$

при некоторой положительной γ. На первой итерации можно использовать любые значения λ^0, x^0. Вместо регуляризирующей составляющей $\gamma\sum(x_j - x_j^k)^2$ вводятся другие квадратичные добавки, как это делал Ш.С. Чурквеидзе, для противодействия «нехорошим свойствам» целевой функции.

Точного решения вспомогательной задачи не требуется. Важно, чтобы точность нарастала по итерациям. Ш.С. Чурквеидзе использовал метод покоординатного спуска для решения подобных вспомогательных задач.

На основе полученных значений вектора $f^{k+1} = f(x^{k+1})$ осуществляется корректировка вектора λ. Значение λ_i^k должно быть увеличено, если $f_i^{k+1} < 0$ (что будет стимулировать к увеличению $f(x)$ на следующей итерации) или уменьшено, если $f_i^{k+1} > 0$. В частности, можно положить

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k - f^{k+1}. \tag{1.51}$$

Смысл корректировок λ состоит в том, чтобы достичь допустимого решения вспомогательной задачи, при котором $f(x) = 0$. Пусть

$$\bar{x} = \arg\min S(\bar{x}, \bar{\lambda}) \tag{1.52}$$

при некотором $\bar{\lambda} \in R^n$. Причем $f(\bar{x}) = 0$, т.е. нет необходимости в корректировке $\bar{\lambda}$. Тогда, как несложно убедиться, вектор $\bar{\lambda}$ будет состоять из множителей Лагранжа решения $\bar{x}$ задачи (1.42), (1.43), удовлетворяющего необходимым условиям оптимальности.

Автору этого раздела довелось обстоятельно общаться с Ш.С. Чурквеидзе на одной из конференций в Усть-Нарве. Он был полон оригинальными идеями по развитию своего метода, которыми охотно делился. Общение с ним породило у автора этого раздела мысль «скрестить» метод вспомогательных функций с идеей переменных весов, как у метода внутренних точек. Для метода вспомогательных функций переменные веса могут отражать проявившуюся на предыдущих итерациях степень существенности (активности) отдельных ограничений.

Приведем один из возможных вариантов метода вспомогательной функции (модифицированной функции Лагранжа) с переменными весами. При этом одновременно проиллюстрируем устройство метода Чурквеидзе для задач с ограничениями в форме неравенств. Рассмотрим модификацию задачи (1.42), (1.49), когда вместо ограничений-равенств (1.49) вводятся ограничения-неравенства

$$f_i(x) \le 0, \quad i = 1, \ldots, n. \tag{1.53}$$

На k-ой итерации решения такой задачи предлагается использовать следующую вспомогательную функцию

$$S_k(x,\lambda) = f_0(x) + \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{m} \alpha_i^k \left(\lambda_i + \frac{1}{\alpha_i^k} g_i^k(x)\right)_+^2, \tag{1.54}$$

где α_i^k – некоторые положительные веса. Здесь символом $(\cdot)_+$ обозначена операция срезки: для вещественного β

$$(\beta)_+ = \max\{0, \beta\}. \tag{1.55}$$

Введение срезки как раз обусловлено ограничениями в виде неравенств. Поскольку в приведенной вспомогательной функции срезка в квадрате, она не вызывает особых вычислительных проблем: функция $(\beta)_+^2$ является дифференцируемой и выпуклой.

Пусть задано произвольное начальное приближение x^0, λ^0 и веса $\alpha_i^0 > 0, \quad i = 1, \ldots, m$. На итерации k сначала находим вектор

$$x^{k+1} = \arg\min \left\{ S_k(x, \lambda^k) + \gamma \sum_{j=1}^{n} (x_j - x_j^k)^2 : \; x^{k+1} \in R^n \right\} \tag{1.56}$$

при заданном $\gamma > 0$. Затем определяем

$$\lambda_i^{k+1} = \left(\lambda_i^k + \frac{1}{\alpha_i^k} f_i(x^k) \right). \tag{1.57}$$

После этого пересчитываем веса, например по правилу

$$\alpha_i^{k+1} = \exp f_i(x^{k+1}), \quad i = 1, \ldots, m. \tag{1.58}$$

Согласно этому правилу, если ограничение с номером i не выполняется в точке x^{k+1}, т.е. $f_i(x^{k+1}) > 0$, то весовой коэффициент α_i^{k+1} будет иметь большее значение при большем нарушении ограничения. Если же i-е ограничение выполняется $f_i(x^{k+1}) \le 0$, то чем «лучше» оно выполняется, т.е. чем меньше значение $f_i(x^{k+1})$, тем меньше будет значение коэффициентов α_i^{k+1}. С ростом значения $f_i(x^{k+1})$ роль i-го ограничения уменьшается во вспомогательной задаче через увеличение коэффициентов α_i^{k+1}. Уменьшение значения $f_i(x^{k+1})$ ведет к снижению роли i-го ограничения во вспомогательной задаче через сокращение весового коэффициента α_i^{k+1}.

Вероятно, есть смысл учитывать степень устойчивости в выполнении-нарушении ограничения на всех предыдущих итерациях. Этого можно достичь за счет использования, например, такого правила пересчета весовых коэффициентов:

$$\alpha_i^{k+1} = \left(\alpha_i^k \exp f_i(x^{k+1}) \right)^{1/2}, \quad i = 1, \ldots, m. \tag{1.59}$$

При одинаковых, неизменных по итерациям значениях весов α_i^k получим исходный метод вспомогательной функции Чурквеидзе, для которого доказана при некоторых условиях сходимость векторов x^k к оптимальному решению рассматриваемой задачи, векторов λ^k – к множителям Лагранжа ограничений задачи.

Представляется, что не только сам новый метод оптимизации, который может обрастать разными модификациями, является открытием Ш.С. Чурквеидзе. Не менее важным открытием является введенный им новый взгляд на множители Лагранжа.

В.П. Булатов. Методы отсечений и погружений. Основные научные результаты В.П. Булатова сосредоточены в разработке и теоретическом исследовании класса методов, которые он назвал методами отсечения и погружения. Воспользуемся следующей классификацией разрабатывавшихся им алгоритмов [100–104], которуюон ввел в докторской диссертации. Все алгоритм назовем методами отсечения. Они состоят из двух классов: «методов погружения» и «методов центрированных отсечений».

Методы погружений В.П. Булатов разделял на два типа. Первый из них – метод последовательного погружения надграфика целевой функции. Рассматривается задача

$$\varphi(x) \to \min, \; x \in K, \tag{1.60}$$

где x – вектор переменных из R^n; φ – целевая функция; K – множество допустимых решений. В.П. Булатов обычно рассматривал случай, когда K – компакт, т.е. замкнутое и ограниченное множество в R^n. Хотя некоторые его алгоритмы могут работать и в

случае, если K – неограниченное множество, но это, действительно, малосущественное обобщение.

В методе последовательного погружения надграфика целевой функции считается, что множество допустимых решений обладает «достаточно хорошими свойствами» и явно задано. Например, это множество решений некой системы линейных неравенств. Считается, что все сложности сосредоточены только в целевой функции φ, которая может быть, например, недифференцируемой, неявно заданной и т.д.

Исходная идея метода последовательного погружения состоит в замене задачи (1.60) на эквивалентную ей задачу минимизации линейной функции с увеличенным на единицу количеством переменных. Введем функцию

$$f(x,\alpha) = \varphi(x) - \alpha\,, \tag{1.61}$$

где α – дополнительная переменная. Тогда задача (22) становится равносильной задаче

$$\alpha \to \min \tag{1.62}$$

при условиях

$$(x,\alpha) \in K_{n+1},\ x \in K\,, \tag{1.63}$$

где

$$K_{n+1} = \left\{(x,\alpha) : f(x,\alpha) \le 0\right\}. \tag{1.64}$$

Суть метода состоит в том, что в процессе решения используется некоторая аппроксимация множества K_{n+1}.

Пусть на итерации k определена аппроксимация $\tilde{K}_{n+1}^{k}$. Решается вспомогательная задача

$$\alpha \to \min, \tag{1.65}$$

при условиях

$$(x,\alpha) \in \tilde{K}_{n+1}^{k},\ x \in K\,. \tag{1.66}$$

Пусть x^k, α^k – решение задачи. Если это не оптимальное решение (1.62), (1.63), то переходим путем отсечения точки (x^k, α^k) от $\tilde{K}_{n+1}^{k}$ к другому множеству $\tilde{K}_{n+1}^{k+1}$. Отсечение должно быть таким, чтобы при этом не отбросить оптимальное решение задачи (1.62), (1.63).

Одним из способов «отсечений» является введение дополнительных линейных неравенств. Такой подход применялся ранее для решения задач целочисленного линейного программирования (алгоритмы отсечений Гомори) и для решения задач выпуклого программирования (алгоритм Келли). В указанных алгоритмах происходит постепенное «сужение» аппроксимирующего множества

$$\tilde{K}_{n+1}^{1} \supset \tilde{K}_{n+1}^{2} \supset \tilde{K}_{n+1}^{3} \supset \ldots. \tag{1.67}$$

В.П. Булатов разрабатывал алгоритмы с линейными отсечениями, в которых указанное включение не выполняется, в том числе из-за исключения некоторых введенных ранее линейных неравенств (на предыдущих итерациях «отсечения»).

В.П. Булатовым была предпринята во многом успешная попытка создания общей теории отсечений, ведущих к оптимальному решению. В практическом плане, кроме линейных отсечений, интерес представляет рассматривавшийся им случай отсечений с помощью вогнутых функций. Если целевая функция φ невыпуклая, то для общего случая трудно предложить эффективный способ нахождения глобального оптимального решения задачи (1.60). В тех случаях, когда функция φ допускает представление в виде суммы выпуклой функции и невыпуклой функции, хорошо аппроксимируемой снизу вогнутой функцией, имеются конструктивные пути нахождения глобального минимума

φ на компакте K. Это направление глобальной оптимизации, в частности, эффективно развивается в нашем институте О.В. Хамисовым, учеником В.П. Булатова.

Второе, более обще направление в методах «погружения» названо последовательным погружением допустимого множества. Это обобщение рассчитано и на случай, когда в ограничениях задачи присутствуют «плохие» ограничения. На самом деле этот случай можно свести к предыдущему. Пусть у задачи (1.60) имеются дополнительные ограничения

$$g_i(x) \le 0, \quad i = 1,\dots, n, \tag{1.68}$$

где g_i – некоторые «нехорошие» функции, например невыпуклые или недифференцируемые. Введем функцию

$$\tilde{f}(x,\alpha) = \max\left\{ f(x,\alpha), g_i(x), g_m(x) \right\}. \tag{1.69}$$

Затем рассмотрим задачу (24)–(25), у которой множество K_{n+1} определено условием

$$K_{n+1} = \left\{ (x,\alpha) : \tilde{f}(x,\alpha) \le 0 \right\}. \tag{1.70}$$

В итоге приходим к рассмотренному первому случаю.

Метод центрированных отсечений. В 1979 г. в «Докладах Академии наук (ДАН) СССР» вышла статья математика Хачияна Л.Т. из ВЦ АН «Полиномиальные алгоритмы в линейном программировании». В ней рассматривалась модификация предложенного ранее известными математиками А.С. Немировским, Д.Б. Юдиным и Н.З. Шором метода эллипсоидов. Суть метода заключалась в том, что допустимая область, содержащая оптимальное решение, погружалась в некий n-мерный эллипсоид. От этого эллипсоида на каждой итерации по специальным правилам отсекалась какая-то часть, не содержащая искомую точку оптимума. Оставшаяся часть погружалась в следующий эллипсоид меньшего объема. В результате сокращений на каждой итерации объемов эллипсоидов, содержащих искомую точку оптимума, за конечно число итераций можно было получить приближение к точке оптимума с любой точностью.

Изначально метод эллипсоидов был разработан им для задач выпуклого программирования, частными случаями которого, как известно, являются задачи линейного программирования. В статье Л.Т. Хачияна в ДАН и затем более подробно в "Журнале вычислительной математики и математической физики" приводился один важный для алгоритмов оптимизации результат – алгоритм эллипсоидов позволяет решать задачи линейного программирования за полиномиальное время. Было доказано, что данный алгоритм позволяет найти требуемое решение не более чем за $M(n)^{4,5}$ элементарных вычислительных операций (сложение, вычитание, умножение, деление), где M – некоторая большая положительная константа, n – размерность решаемой задачи (максимальное из значений числа переменных и числа ограничений задачи). Далее считаем, что n – число переменных.

Когда Дж. Данциг разработал алгоритм симплекс-метода для решения задач линейного программирования, он какое-то время, как писал сам, боялся его публиковать. Его одолевали сомнения, что при решении реальных, а не тестовых задач, алгоритм симплекс-метода будет неэффективным из-за того, что объем вычислений при его использовании будет расти экспоненциально от размерности задачи, т.е. будет выражаться зависимостью вида $M \cdot 2^{kn}$ при некоторых $M > 0, k > 0$. Причем Дж. Данцигу были уже известны примеры задач, для которых объем вычислений изменялся именно по этому закону. Насколько «страшна» экспоненциальная (степенная) зависимость, мы можем понять, если вспомним известную притчу об изобретателе шахмат, который

предложил очень простое условие оплаты за это изобретение – начиная с одного зерна удваивать количество зерен в уплату ему за каждую следующую из 63 клеток шахматной доски. В итоге получалось так, что во всей Индии не набрать столь много зерен (пшеницы и риса).

К счастью, оказалось, что «реальные» задачи линейного программирования таковы, что объем вычислений на них растет не по экспоненциальному, а по полиномиальному закону, близкому к кубичному. За счет усовершенствования алгоритмов симплекс-метода, введения особых приемов в его реализации на ЭВМ и особенно в результате развития вычислительной техники в настоящее время, вероятно, нет реальных задач линейного программирования (для реальной проблемы с реальными исходными данными), которые нельзя было бы решить на базе существующих ЭВМ и имеющихся на них пакетов программ.

Вместе с тем результат Л. Т. Хачияна очень важен в теоретическом плане, в том числе как конструктивное доказательство того, что задачи линейного программирования можно решать гарантированно за полиномиальное время. Хотя пользоваться методом эллипсоидов для решения «реальных» задач линейного программирования, как считал сам Хачиян, не следовало бы – алгоритмы симплекс-метода на «реальных» задачах существенно эффективнее.

В.П. Булатов в самом начале истории о возможности решения задач линейного программирования за полиномиальное время расспросил Л.Т. Хачияна, как тот получил такой результат, и пригласил его на ближайшую Байкальскую школу. Тут же В.П. Булатову пришла в голову простая мысль – аппроксимировать множество решений не только эллипсоидами. В результате его обсуждения с еще двумя ведущими математиками СЭИ (И.А. Александровым и Е.Г. Анциферовым) родился метод «центрированных отсечений», основанный на аппроксимации области, содержащей точку оптимума, n-мерным симплексом. Симплексом называется телесный линейный многогранник в n-мерном пространстве, содержащий ровно $n+1$ вершину. Симплексом или «простейшим» он назван потому, что в n-мерном пространстве не может быть выпуклого телесного линейного многогранника с меньшим количеством вершин.

Разделение на каждой итерации многогранника на две части (содержащую и не содержащую точу оптимума) осуществлялось гиперплоскостью, проходящей через «центр тяжести» многогранника. Отсюда и название алгоритма – метод центрированных отсечений.

В итоге совместных и затем индивидуальных исследований все три автора пришли к полиномиальному алгоритму центрированных отсечений с оценками (коэффициентом при степени полинома) лучшими, чем для метода эллипсоидов. Наилучшую оценку получил Е.Г. Анциферов, о чем сообщал в своих публикациях В.П. Булатов.

1.7. Актуальные направления теории и методов исследования операций в задачах энергетики

Вводные замечания. В данном разделе представлены некоторые актуальные направления исследования операций, развиваемые в настоящее время применительно к традиционным и новым проблемам в системных энергетических исследованиях. В последние годы нередко высказывается на разных уровнях скептические замечания о целесообразности продолжения исследований в ИСЭМ по прикладной математике. Такую точку зрения иногда обосновывают произошедшими расширениями возможностей современной вычислительной техники и располагаемым в ней математическим обеспечением.

Действительно, существующие пакеты прикладных программ и современные ПЭВМ, в отличие от ситуации 1970-х годов прошлого века, позволяют эффективно ре-

шать многие, в том числе большеразмерные. задачи оптимизации и задачи из других областей вычислительной математики. Вместе с тем, как показывает практика, даже при реализации моделей на стандартных пакетах программ для их правильной постановки и при интерпретации получаемых решений важно хорошо владеть теоретическими основами соответствующих разделов прикладной математики. А это возможно лишь при условии проведения на должном уровне самостоятельных научных исследований в соответствующих направлениях исследования операций.

Одна из задач данного раздела – показать, что научные исследования в таких, казалось бы, изведанных областях, как теория и методы линейного и выпуклого программирования, могут быть очень полезны для эффективных реализаций и теоретических исследований моделей энергетики. Это будет на примерах задач, возникающих в программно-вычислительных комплексах расчета режимов электроэнергетических систем, анализа надежности электроэнергетических систем и в теории гидравлических цепей.

Вторая задача этого раздела – представить новые, активно формируемые в настоящее время направления исследования операций. Здесь представлено два таких направления, активно развиваемых в ИСЭМ СО РАН. Одно из них – равновесное программирование. Это направление оригинально объединяет традиционные и новые постановки задач исследования операций, в том числе модели поиска равновесий нескольких взаимодействующих субъектов, включая поиск равновесия Нэша, многоуравневое программирование (равновесие Штекельберга). Другое представленное здесь направление – теория глобальной оптимизации – решение задач выбора в случае, когда множество допустимых решений невыпукло, может существовать несколько локальных оптимумов. Эти задачи, по существу типичные, для проблем выбора оптимальных вариантов функционирования и развития систем энергетики. Вместе с тем их решение в полном виде раньше было затруднено из-за ограничений возможностей вычислительной техники и недостаточного развития теории глобальной оптимизации. До недавнего времени задачи выбора оптимальных вариантов функционирования и развития систем энергетики за счет использования аппроксимаций старались свести к хорошо обеспеченными «решателями» задачам линейного и выпуклого программирования (в научных исследованиях иногда проводится поиск не там где «потеряли», а там где «светло»). Происходящее развитие вычислительной техники, а также теории и методов глобальной оптимизации, в том числе с участием ученых ИСЭМ СО РАН, расширяет возможности решения задач выбора оптимальных вариантов развития и функционирования систем энергетики в исходных усложненных (с позиций теории оптимизации) постановках.

Теоремы об альтернативных системах линейных неравенств. Приложения в моделях расчета режимов и анализа надежности ЭЭС. Широко распространено предубеждение, что теория и методы решения систем линейных неравенств, линейной оптимизации являются полностью завершенными разделами математики. Такое утверждение можно, например, встретить в обзорной по теории и методам оптимизации книге известного специалиста в этой области Б.Т. Поляка [105]. Действительно, изучение систем линейных неравенств имеет уже почти полуторавековую историю, начиная с работ конца XIX в. П. Гордана, Г. Минковского, Дж. Фаркаша [106]. В середине XX в. в результате работ Л.В. Канторовича, Дж. Данцига [107, 108] и других ученых сформировалось в довольно законченном виде линейное программирование, которое теперь прочно вошло в учебные программы для студентов, обучающихся математике и экономике.

Вместе с тем неверно полагать, что теория линейных неравенств (линейное программирование можно рассматривать как составную часть теории линейных неравенств) – окончательно завершенный раздел современной математики. Также нельзя

считать «окончательно» завершенной теорию линейных уравнений, которую можно рассматривать как составную часть теории линейных неравенств (любое линейное уравнение представимо в виде линейных неравенств, обратное неверно).

В настоящее время теория линейных неравенств не входит в должном объеме в вузовские программы, из-за чего недостаточно хорошо известны возможности этой теории молодым научным сотрудникам. Мало обзорных научных работ по этой теории. На русском языке имеется только одна монография С.Н. Черникова [106], непосредственно посвященная теории линейных неравенств. К ней можно добавить относительно недавно вышедшую книгу Н.И. Еремина [109], ученика С.Н. Черникова. Большое количество учебной литературы по линейному программированию не компенсирует необходимость в монографиях и учебниках по линейным неравенствам.

Давно назрела необходимость введения теории систем линейных неравенств в вузовские курсы линейной алгебры (в развитие изучаемой теории систем линейных уравнений). Эта идея активно пропагандируется через кафедру «Математической экономики» в рамках учебно-научного комплекса ИСЭМ – ИГУ. В этой связи было подготовлено учебное пособие «Системы линейных неравенств» [110].

Одним из фундаментальных фактов теории математического моделирования и оптимизации являются теоремы об альтернативных системах линейных неравенств. Иногда эти теоремы (имеющие десятки существенно разных формулировок) обобщенно называют леммой (или теоремой) Фаркаша по фамилии венгерского математика, опубликовавшего в 1902 г. одну из первых работ в этой области (несколько раньше аналогичные результаты были получены Минковским и еще раньше Горданом [106]). Частный случай представляет известная теория Фредгольма об альтернативных системах линейных уравнений.

Многие теоремы об альтернативах имеют такой вид: каждой системе линейных неравенств можно поставить в соответствие (по строго определенным правилам, см. [110]) другую систему линейных неравенств (существенно иного вида, с другим набором переменных). Альтернативность состоит в утверждении, что одна и только одна из этих систем совместна. Если одна совместна (имеет решение), то другая заведомо несовместна. Если одна несовместна (не имеет решения), то другая заведомо совместна.

Теоремы об альтернативных системах линейных неравенств имеют приложение во многих областях математики. Они содержат (даже в значительно большем объеме, чем обычно приводятся в учебниках, см. [110]) теорию двойственности линейного программирования (которая является основой всей теории оптимизации). Большую пользу из них можно извлечь для многих областей вычислительной математики. Приведем некоторые из этих областей приложений, используемые при разработке и реализации моделей в ИСЭМ СО РАН.

1. На основе теорем об альтернативных системах линейных неравенств создаются новые эффективные численные методы оптимизации и регуляризации. Это направление приложения теории альтернативных систем линейных неравенств развивается, в частности, в работах А.И. Голикова и Ю.Г. Евтушенко в ВЦ РАН [111, 112], а также в работах ИСЭМ СО РАН [113–115].

2. На их основе могут формироваться конструктивные критерии для выявления избыточности ограничений системы линейных неравенств, исключение которых никак не меняет множество решений системы. Во многих случаях полезно уметь определять такие неравенства с тем, чтобы после их исключения получать более простую систему. Такие «лишнее» неравенства принято называть неравенствами-следствиями (этот термин отражает тот факт, что решение, удовлетворяющее всем остальным неравенствам, обязательно удовлетворяет и «неравенству-следствию»).

В некоторых работах теоремы об альтернативных системах неравенств имеют вид утверждений о свойствах неравенств-следствий. В частности, в книгах С.Н. Черникова и Н.И. Еремина [106, 109] используются именно утверждения о свойствах неравенств-следствий вместо равносильных им утверждений об альтернативных системах линейных неравенств.

3. На базе теорем об альтернативных системах линейных неравенств могут развиваться конструктивные критерии для идентификации решения систем линейных неравенств с минимальным набором активных ограничений [110]. Решения с таким свойством (их множество составляет относительную внутренность многогранника множества решений системы линейных неравенств) обладают полезными для многих приложений свойствами (см. об этом подробнее, например, в [110]).

4. Эти теоремы могут служить для формирования конструктивных критериев выявления случаев несовместности систем линейных неравенств. Для того чтобы доказать противоречивость ограничений данной системы линейных неравенств, т.е. отсутствие у нее решения, достаточно указать решение альтернативной системы.

Причем, чтобы воспользоваться теоремами об альтернативных системах линейных неравенств в качестве конструктивного критерия определения несовместности ограничений, нет необходимости отдельно осуществлять поиск решения альтернативной системы. В любом из известных алгоритмов в процессе поиска решения системы линейных неравенств для улучшения решения (минимизации невязок, т.е. некоторых измерителей степени нарушения ограничений) обычно находятся показатели, аппроксимирующие множители Лагранжа ограничений. На основе этих показателей можно проводить проверку совместности альтернативной системы. Если на очередной итерации, используя полученные аппроксимации множителей Лагранжа, получим допустимое решение двойственной системы, то следует констатировать несовместность исходной системы.

Отсюда, кстати, можно прийти к другой идее – конструированию альтернативных, или двойственных, алгоритмов решения систем линейных (и на базе линеаризации – нелинейных) неравенств. В качестве исходной можно рассматривать альтернативную систему линейных неравенств, для решения которой используются алгоритмы с монотонным уменьшением невязок этой системы. Тогда множители Лагранжа вспомогательной задачи поиска направления улучшения решения могут использоваться для конструирования приближения к решению исходной системы.

Приложения в алгоритмах расчета режимов электроэнергетических систем. Рассмотрим систему линейных уравнений и неравенств относительно вектора переменных $x \in R^n$:

$$Ax = b\,,\ \underline{x} \le x \le \overline{x}\,. \qquad (1.71)$$

Заданными здесь являются матрица A размером $m \times n$, векторы $b \in R^m$, $\underline{x} \in R^n$, $\overline{x} \in R^n$, причем $\underline{x} < \overline{x}$.

Поскольку каждая компонента вектора переменных x ограничена сверху и снизу соответствующими компонентами векторов $\underline{x}$ и $\overline{x}$, заведомо известно, что множество решений этой системы ограниченное, т.е. может быть пустым вследствие противоречивости (несовместности) условий. В силу ряда полезных свойств такой системы есть резон их выделить в качестве особого объекта исследований. Такая система названа в [110] линейной системой с двусторонними ограничениями-неравенствами.

Вероятно, постановщик любой модели всегда способен оценить, пусть даже с запасом, диапазон возможных вариаций отдельных переменных. Поэтому система (1.71) в содержательном плане достаточно универсальна, хотя и не является таковой в мате-

матическом отношении. Не любые системы линейных неравенств сводятся путем формальных преобразований к виду (1.71).

Целесообразность особого выделения линейных систем с двусторонними ограничениями-неравенствами выявилась в результате исследования задачи поиска допустимых режимов электроэнергетических систем. Линеаризованная вспомогательная задача поиска направления улучшения решения в обсуждавшемся в предыдущем разделе методе приведенного градиента приводит к системе вида (1.71). Это, как оказалось в процессе исследований, дает большие преимущества. В частности, очень привлекательный вид у альтернативной системы линейных неравенств. Она имеет следующую формулировку: найти векторы $u \in R^m$, $v \in R^n$, $w \in R^n$, удовлетворяющие условиям

$$A^T u - v + w = 0,\ v \geq 0,\ w > 0, \tag{1.72}$$

$$\varphi(u, v, w) > 0, \tag{1.73}$$

где

$$\varphi(u, v, w) = b^T u - \bar{x}^T v + \underline{x}^T w.$$

Отметим, что система (1.72), (1.73) равносильна задаче безусловной минимизации функции от вектора $u \in R^m$

$$f(u) = \varphi\left(u, \left(A^T u\right)_+, \left(A^T u\right)_-\right),$$

где символы $()_+$, $()_-$ обозначают операции неотрицательной и неположительной срезки для компонент вектора: для $y \in R^n$

$$\left(y_+\right)_j = \max\left\{y_j, 0\right\},\ \left(y_-\right)_j = \min\left\{y_j, 0\right\}.$$

Если будет найдено значение вектора u, при котором

$$f(u) > 0,$$

то тем самым будет найдено решение системы (1.72), (1.73). Если будет установлено, что оптимальное значение функции f существует (оно может быть только неотрицательным), то будет доказана несовместность системы (1.72), (1.73).

В табл. 1.2 представлены результаты расчетов четырьмя вариантами алгоритмов внутренних точек двух серий из 14 задач, полученных в результате линеаризации моделей расчета режимов электроэнергетических систем, а также двух тестовых сложных в вычислительном плане задач. Во всех алгоритмах объем вычислений на одной итерации одинаковый, поэтому их сопоставление по числу итерации вполне корректно.

Алгоритмы F1 и F2 осуществляют монотонное улучшение решения исходной системы линейных неравенств (1.71). Алгоритмы G1 и G2 основаны на «альтернативном подходе» – они монотонно улучшают решения задачи (1.72), (1.73). Алгоритмы F1 и G1соответсвтуют исходным наиболее известным вариантам метода внутренних точек, предложенным в [76, 116] и получившим название в зарубежной литературе *affine scaling method* и *dual affine scaling method*. Алгоритмы F2, G2 являются модификациями исходных вариантов, предложенные в [116, 117] в целях повышения устойчивости вычислительного процесса к погрешностям счета.

Таблица 1.2. **Число итераций, необходимое для получения решения или идентификации несовместности прямыми и двойственными алгоритмами внутренних точек**

Задачи	F1	F2	G1	G2
Совместные (30x80)–(41x80)	9.5(3–13)	13.4(7–17)	10.2(6–13)	5.9(3–8)
Несовместные (30x80)–(41x80)	1.6(1–5)	1.6(1–7)	1(все 1)	1(все 1)
Тестовый пример (19x19)	13	8	11	6
Тестовый пример (201x201)	19	7	16	9

На основе представленных в таблице результатов (и аналогичных результатов в сериях других экспериментов [114, 115]) можно сделать три важных вывода. Во-первых, эти примеры демонстрируют высокую вычислительную эффективность введения критерия несовместности на базе теорем об альтернативных неравенствах. Несовместность стала выявляться на первых итерациях. Использовавшийся ранее критерий, основанный на обнаружении факта сходимости к ненулевому значению итеративно уменьшаемого по норме вектора невязок ограничений системы, требовал значительно большего объема вычислений и был менее надежен.

Во-вторых, эти и другие, примеры показывают, что альтернативные (или двойственные) алгоритмы внутренних точек позволяют, как правило, быстрее получать решение исходной системы или быстрее устанавливать ее несовместность. Этот результат демонстрирует давно наблюдаемый экспериментальный факт: двойственные оценки алгоритмов внутренних точек сходятся быстрее к решению двойственной задачи, чем сходятся исходные переменные к решению исходной задачи оптимизации. Недавно это удалось доказать теоретически для невырожденных задач [118]. Он означает, что если мы решаем задачу двойственными алгоритмами, то быстрее сходятся к решению переменные исходной задачи.

В-третьих, примеры подтверждают пользу от сочетания теоретических и экспериментальных исследований алгоритмов. Они показали, что разработанные на основе теоретических соображений новые варианты алгоритмов (F2, G2) вполне сопоставимы по эффективности с имевшимися. Это позволяет более уверенно рекомендовать новые варианты для практического использования.

Оптимальные решения с минимальным набором активных ограничений: использование их свойств в модели оценки дефицита мощности электроэнергетической системы. Пусть

$$\overline{X} = Argmin\{(c,\ x) :\ Ax = b,\ x \geq 0\}$$

– множество оптимальных решений задачи линейного программирования. Переменные величины в ней составляют вектор $x \in R^n$. Заданными являются векторы $b \in R^m$, $c \in R^n$, матрица A размера $m \times n$. Рассматривается задача двухкритериальной оптимизации с лексикографическими упорядоченными целевыми функциями: из множества $\overline{X}$ требуется выбрать вектор, доставляющий минимум некоторой функции $\varphi(x)$.

Стандартный путь решения такой двухкритериальной задачи состоит в том, что после нахождения некоторого оптимального решения $\bar{x} \in \overline{X}$ задачи первого этапа решается задача второго этапа

$$\varphi(x) \to \min,\ Ax = b,\ (c,\ x) = \bar{f},\ x \geq 0,$$

здесь $\bar{f} = (c,\ \bar{x})$ – оптимальное значение целевой функции первого этапа, полученное в результате определения вектора $\bar{x}$. Полученная здесь задача второго этапа содержит все ограничения и переменные задачи первого этапа. При этом добавляется еще одно ограничение с фиксирующим на оптимальном уровне значении целевой функции задачи первого этапа.

Для многих приложений особый интерес представляют решения систем линейных неравенств с минимальными наборами активных ограничений [110]. Напомним, что активными для данного решения системы неравенств называются такие ограничения, которые для него выполняются в форме равенств. Пусть x^1 и x^2 два решения некоторой системы линейных неравенств. Тогда в силу выпуклости множества решений таковым будет и вектор $\tilde{x} = 0{,}5(x^1 + x^2)$. При этом для вектора $\tilde{x}$ активными окажутся только те неравенства, которые были активными и для решения x^1 и для решения x^2.

Отсюда следует, что у системы линейных неравенств имеются такие решения, при которых активными являются те и только те неравенства, которые активны при любом другом решении системы. Такие особые решения называются решениями с минимальными (далее не уменьшаемыми по составу) наборами активных ограничений. Подмножество таких решений совпадает с областью относительно внутренних точек множества решений системы линейных неравенств. Напомним,что относительной внутренностью некоторого выпуклого множества $Q \subset R^n$ называется множество внутренних точек области Q относительно минимального линейного многообразия, содержащего это множество Q. Относительная внутренность Q следуя Рокафеллару [122] обозначается riQ.

Если в результате решения задачи первого этапа рассматриваемой двухкритериальной проблемы найдено не произвольное оптимальное решение, а относительно внутренняя точка множества оптимальных решений вектор $\bar{x}$ из множества $ri\bar{X}$, то задача второго этапа существенно упрощается. Нет необходимости вводить ограничение, фиксирующее на оптимальном уровне значение целевой функции задачи первого этапа, и следует просто исключить из рассмотрения переменные, принявшие граничные значения с номерами из множества $J = \{j : \bar{x}_j = 0\}$. Задача второго этапа приобретает следующий вид

$$\varphi(x) \to \min,\ Ax = b,\ x_j \geq 0\ \ j \notin J,\ x_j = 0\ \ j \in J.$$

Она имеет на одно ограничение меньше, чем ранее рассмотренная задача, и имеет меньше переменных. Условие $x_j = 0$ для $j \in J$ означает, что все эти переменные в данной задаче фактически не рассматриваются.

В частности, обсуждаемое здесь преимущество оптимальных решений задачи линейного программирования получило эффективное применение в модели оценки дефицита мощности электроэнергетической системы, используемой в созданных в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительных комплексах анализа и синтеза надежности электроэнергетических систем.

Модель оценки дефицита мощности предназначена для многократного оценивания состояний энергосистемы в разных случайным образом формируемых условиях. Она изначально имела вид задачи линейного программирования специального вида (задачи о максимально потоке). Целевая функция модели состояла в минимизации суммарного дефицита мощности по всем узлам энергосистемы. Очень часто этот минимальный суммарный дефицит мог распределяться различными способами между узлами системы. В этой связи была введена задача второго этапа, состоящая в максимально равномерном, пропорционально нагрузкам распределении дефицита мощности между потенциально дефицитными узлами.

Такая двухэтапная задача по указанной выше схеме стала эффективно решаться на базе алгоритма внутренних точек, используя теоретически обоснованную особенность этих алгоритмов, вырабатывать при решении задач линейного программирования именно относительно внутреннюю точку множества оптимальных решений [116].

Симметричная двойственность в оптимизации и ее приложения. Для широкого класса задач оптимизации применяются особые конструкции – двойственные задачи оптимизации. Процесс перехода от исходной задачи оптимизации (обозначим ее L) к двойственной задаче (ее обозначим L^*) представим схематически:

$$L \to L^*,$$

где «$\to$» правило перехода (часто неоднозначное), обычно на основе построения функции Лагранжа задачи L. Двойственные задачи оказываются полезными для многих целей:

- для доказательства оптимальности полученных решений;
- для теоретического обоснования алгоритмов оптимизации;
- для разработки новых алгоритмов оптимизации;
- для интерпретации полученных решений;
- для исследования и поиска решения многих усложненных задач исследования операций, в том числе равновесных моделей, согласующих относительно независимое поведение нескольких лиц, принимающих решения (нарпример, для нахождения равновесия Нэша).

Все эти аспекты теории двойственности активно используются в исследованиях, проводимых в ИСЭМ СО РАН по разработке и обоснованию методов вычислений, по разработке и изучению свойств моделей энергетики. В данном разделе представим одно из направлений теории двойственности, формируемое в ИСЭМ СО РАН, – теории симметричной двойственности [119, 120].

Для двойственной задачи можно поставить в соответствие двойственную к ней

$$L^* \to L^{**}.$$

Случай, когда двойственная задача к двойственной совпадает с исходной

$$L^{**} = L$$

будем называть симметричной двойственностью.

Известно, что симметричная двойственность характерна для класса задач линейного программирования. Здесь будет рассматриваться обобщение этого свойства на класс задач минимизации дифференцируемой выпуклой функции при линейных ограничениях в форме равенств и неравенств. Теоретическую основу симметричной двойственности для этого класса задач составляют:

- обсуждавшиеся выше теоремы об альтернативных системах линейных неравенств (этого достаточно для вывода всех фактов симметричной двойственности линейного программирования);
- сопряженные функции Лежандра-Фенхеля.

Пусть $F(x)$, $\Phi(y)$ – дифференцируемые функции от векторов $x \in R^n$, $y \in R^n$. Градиенты этих функций обозначим $f(x) = \nabla F(x)$, $\varphi(y) = \nabla \Phi(y)$. Функции F и Φ называются сопряженными по Лежандру [121], если f и φ – взаимнообратные отображения

$$\varphi\big(f(x)\big) = f\big(\varphi(x)\big) = x, \ \forall x \in R^n.$$

Функции F и Φ – сопряженные по Фенхелю[121], если

$$\Phi(y) = \max_x \left\{ x^T y - F(x) \right\},$$

$$F(x) = \max_y \left\{ x^T y - \Phi(y) \right\}.$$

Сопряженные функции по Фенхелю являются непосредственным обобщением сопряженных по Лежандру. Если F и Φ – сопряженные функции по Лежандру, то, как несложно увидеть, они будут сопряженными и по Фенхелю. Далее будем использовать только дифференцируемые сопряженные функции, которые будем называть сопряженными функциями Лежандра-Фенхеля.

Приведем пару задач минимизации выпуклой дифференцируемой функции при линейных ограничениях, обладающих свойством симметричной двойственности. Пусть F и Φ – выпуклые сопряженные функции Лежандра–Фенхеля, A – матрица $m \times n$,

c – вектор из R^n, b – вектор из R^m. Искомые величины в первой задаче составляют вектор $x \in R^n$, во второй задаче – векторы $y \in R^n$, $u \in R^m$.

1. Исходная задача (S):

$$c^T x + F(x) \to \min \tag{1.74}$$

при ограничениях

$$Ax = b,\ x \geq 0. \tag{1.75}$$

2. Двойственная задача (S^*):

$$\Phi(y) - b^T u \to \min \tag{1.76}$$

при ограничениях

$$A^T u - y \leq c. \tag{1.77}$$

Отметим, что у задач S и S^* разный состав переменных. Двойственная к двойственной задаче будет совпадать с исходной $S^{**} = S$. Поэтому имеется условность, какую из этих задач называть исходной, какую – двойственной.

Отметим, если $\bar{x}$ – оптимальное решение задачи S, векторы $\bar{u}$, $\bar{y}$ – оптимальные решения задачи S^*, то $\bar{u}$ – вектор множителей Лагранжа ограничений-равенств в (1.75), $\bar{y} = \nabla f(\bar{x})$. То есть в качестве решения задачи S можно рассматривать тройку векторов $\bar{x}$, $\bar{u}$, $\bar{y}$.

Для задачи S^* вектор $\bar{x}$ будет соответствовать множителям Лагранжа ограничений (1.77). Значит, в качестве решения задачи S^* также следует рассматривать те же три вектора $\bar{y}$, $\bar{u}$ и $\bar{x}$ (поскольку множители Лагранжа ограничений можно и полезно включать в состав решения задачи оптимизации).

Заметим, если исключить из целевой функции задачи S составляющую $F(x)$ и исключить составляющую $\Phi(y)$ из целевой функции задачи S^*, а также вектор переменных y из ограничений (1.77), задачи S и S^* перейдут во взаимно-двойственные задачи линейного программирования. Этот факт подчеркивает, что симметричная двойственность нелинейных задач оптимизации является развитием симметричной двойственности для задач линейного программирования.

Частный случай представляет симметричная двойственность задач квадратичного программирования, широко используемых во многих приложениях. Задачи S и S^* становятся взаимно-двойственными задачами квадратичного программирования, если

$$F(x) = \frac{1}{2} x^T Q x,$$

$$\Phi(y) = \frac{1}{2} y^T Q^{-1} y,$$

где Q – симметричная положительно определенная матрица размера $n \times n$.

Далее будем рассматривать случай сепарабельных целевых функций:

$$F(x) = \sum_{j=1}^{n} F_j(x_j),\ \Phi(y) = \sum_{j=1}^{n} \Phi_j(y_j),$$

где

$$F_j(x_j) = \int_0^{x_j} f_j(\alpha) d\alpha,\ \Phi_j(y_j) = \int_0^{y_j} \varphi_j(\beta) d\beta.$$

Здесь f_j, φ_j – взаимно-обратные непрерывные возрастающие функции от вещественного аргумента, изменяющиеся от $-\infty$ до $+\infty$ и равные нулю в нуле.

На основе условий оптимальности задач S или S^* можно прийти к следующей системе уравнений и неравенств (будем называть ее системой R):

$$Ax = b,\ x \geq 0, \tag{1.78}$$

$$y = \left(c + A^T u\right)_+, \tag{1.79}$$

$$y = f(x). \tag{1.80}$$

Переменными здесь являются компоненты векторов $x \in R^n$, $y \in R^n$ и $u \in R^m$. Доказаны [119] следующие утверждения

• *система R, исходная S и двойственная S^* задачи оптимизации либо все имеют решении, либо все не имеют решение;*

• *они не имеют решение в том случае, если противоречивы ограничения* (1.78)*, а это равносильно неограниченности сверху значения целевой функции задачи S^* на множестве допустимых решений этой задачи;*

• *если векторы $\overline{x}$, $\overline{u}$, $\overline{y}$ – решения одной из этих задач, то они являются решением и остальных двух задач, причем векторы $\overline{x}$, $\overline{y}$ имеют единственное значение среди всех решений этих задач;*

• *для любых векторов x, u, y, удовлетворяющих ограничениям* (1.75), (1.78), *сумма значений целевых функций* (1.74), (1.76) *взаимно-двойственных задач S и S^* неотрицательная*

$$c^T x + F(x) + \Phi(y) - b^T u \geq 0; \tag{1.81}$$

• *для оптимальных решений $\overline{x}$, $\overline{u}$, $\overline{y}$ задач S и S^* сумма значений целевых функций* (1.74), (1.76) *равна нулю*

$$c^T \overline{x} + F(\overline{x}) + \Phi(\overline{y}) - b^T \overline{u} = 0; \tag{1.82}$$

Приведенные утверждения означают равносильность задач оптимизации S, S^* и задачи поиска решения системы R. Поиск решения всех этих трех задач можно осуществлять на основе решений любой из них, что позволяет использовать наиболее эффективные методы вычислений. Например, если m намного меньше n, то есть резон для поиска решения задачи S или системы R использовать алгоритмы решения задачи S^*. Отметим, что задача S^* сводится к проблеме безусловной минимизации выпуклой функции от m переменных:

$$\Phi\left(\left(c + A^T u\right)_+\right) \to \min,\ u \in R^m. \tag{1.83}$$

Найдя решение этой задачи $\overline{u}$, можем затем, определить векторы

$$y = \left(c + A^T \overline{u}\right)_+,$$

$$\overline{x} = \varphi(\overline{y}).$$

На основе соотношений (1.81), (1.82) можно сформулировать следующую равносильную S и S^* задачу оптимизации:

$$c^T x + F(x) + \Phi(y) - b^T u \to \min \tag{1.84}$$

при ограничениях (1.75), (1.76). Эта задача внешне выглядит как формальное объединение задач S и S^*. Вместе с тем эта задача обладает двумя интересными и полезными свойствами. Во-первых, заранее известно, что оптимальное значение целевой функции этой задачи равно нулю (она может и не иметь решения по тем же причинам, что и за-

дача S или S^*). В частности это дает надежные критерии для окончания расчетов. Вторая особенность – двойственная к задаче (1.84) совпадает с ней самой. Поэтому задача (1.84) названа самосопряженной (двойственной к самой себе) задачей оптимизации.

На основе определения сопряженных функций по Фенхелю можно сформулировать еще одну равносильную приведенным (т.е. имеющую такие же решения) задачу оптимизации, которая названа симметричной:

$$F(x) + \Phi(y) - x^T y \to \min$$

при ограничениях (1.75), (1.76). Для этой задачи также заведомо известно оптимальное значение целевой функции, что позволяет использовать эффективные критерии останова для алгоритмов ее решения. Интересным свойством этой задачи является также то, что множители Лагранжа ее ограничений равны нулям.

Рассмотрим три области приложений симметричной двойственности для случая сепарабельных функций.

1. *Разработка эффективных методов поиска нормальных (с наименьшей евклидовой нормой) решений систем линейных неравенств*. Такая задача возникает нередко в разных вычислительных проблемах, например, при обсуждавшейся ранее проблеме поиска решения нелинейной системы на базе итеративной линеаризации. В этом случае при поиске решения линеаризованной системы дабы уменьшить погрешность от линеаризации требуется найти такое решений этой линеаризованной системы, которое как можно ближе было бы к точке линеаризации. Что сводится к поиску нормального решения системы линейных неравенств.

Пусть $c = 0$, $F(x) = 0.5\sum_{j=1}^{n} x_j^2$. Тогда исходная задача S является задачей поиска нормального решения системы линейных уравнений и неравенств (1.75). Отметим, что в этом случае $\Phi_j(y) = 0.5\sum_{j=1}^{n} y_j^2$ и задача (1.83) имеет очень привлекательный в вычислительном отношении вид. Поиск нормального решения системы линейных уравнений и неравенств (1.75) на основе решения задачи (1.83) – один из вариантов развиваемых А.И. Голиковым и Ю.Г. Евтушенко альтернативного подхода: конструирования алгоритмов решения систем линейных неравенств [111, 112].

2. *Регуляризация в линейном программировании*. Пусть

$$F(x) = \frac{\varepsilon}{2}\sum_{j=1}^{n} x_j^2 \tag{1.85}$$

при заданном $\varepsilon > 0$. Тогда задача (1.85), (1.75) будет регуляризацией по Тихонову задачи линейного программирования

$$c^T x \to \min,\ Ax = b,\ x \ge 0. \tag{1.86}$$

Эта регуляризация противодействует неразрешимости из-за неограниченности снизу целевой функции на области допустимых решений или возможной неограниченности решений задачи (1.83). Это же противодействует возможной вырожденности решения двойственной к (13) задачи или противоречивости ограничений двойственной задачи.

Если функция (1.85) соответствует задаче S, то сопряженной к ней соответствующей задаче S^* является функция

$$\Phi(y) = \frac{1}{2\varepsilon}\sum_{j=1}^{n} y_j^2. \tag{1.87}$$

Задача S^* будет регуляризацией в целях преодоления возможной несовместности ограничений следующей задачи линейного программирования:

$$b^T u \to \max\,,\ A^T u \le c\,. \tag{1.88}$$

Отметим, что задачи (1.86), (1.88) – взаимно-двойственные задачи линейного программирования. Один вид регуляризации одной из этих задач будет соответствовать автоматически регуляризации второго типа для другой задачи.

Можно одновременно вести оба типа регуляризации для исходной задачи линейного программирования (1.86). Это будет автоматически означать введение обоих типов регуляризации (в целях борьбы с неограниченностью сверху целевой функции и с несовместностью ограничений) двойственной задачи (1.88). Следует отметить, что проблемы регуляризации и решения несобственных задач линейного программирования активно развивались и развиваются в ИММ УрО РАН.

Приведенная выше взаимосвязь двух видов регуляризации рассматривалась в [123]. Для целей регуляризации кроме (1.85), (1.87) можно использовать и другие сопряженные функции, в частности суммы взвешенных квадратов

$$F(x) = 0.5\sum_{j=1}^{n} h_j x_j^2\,,\ \Phi(y) = 0.5\sum_{j=1}^{n} d_j y_j^2\,,$$

при выполнении следующих условий на весовые коэффициенты: $h_j > 0$, $d_j > 0$, $h_j d_j = 1$ для $j = 1, \ldots, n$. Выбор весовых коэффициентов позволяет воздействовать на роли отдельных переменных и ограничений в регуляризации.

3. *Модели потокораспределения*. Этим термином названы [120] модели, используемые в электрических и гидравлических сетях (здесь потоки распределения формируются только из физических законов), а также для описания транспортных задач (перевозки специализированными видами транспорта и транспортом общего пользования, формируемые на основе экономических условий). Обсуждаемая симметричная двойственность в оптимизации полезна для задания разных эквивалентных формулировок моделей потокораспределения, разработки алгоритмов их решения, выяснения теоретических вопросов существования, единственности и возможных причин отсутствия решений, при интерпретации решения. Здесь в основном ограничимся моделями потокораспределения теории гидравлических цепей [31], созданной для моделирования трубопроводных систем, обеспечивающих транспортировку воды, теплоэнергии, нефти и нефтепродуктов. В скобках будем указывать понятия-аналоги из теории электрических цепей и иногда из транспортных моделей.

Модель потокораспределения задается в виде направленного графа: $i = 1, \ldots, m$ – номера узлов, $j = 1, \ldots, n$ – номера ветвей, A – матрица инциденций узлов и ветвей. Вектор b состоит из заданных узловых расходов – объемов, поставляемых в систему или из системы среды (мощности для электрических цепей, объемов товаров для транспортных систем), причем $\sum_{i=1}^{m} b_i = 0$. Вектор c состоит из заданных величин приращения давления на ветвях (для электрических цепей – электродвижущие силы; для транспортных систем величины c_j – фиксированные (например, таможенные) тарифы при перевозке на данной дуге).

Переменные составляют вектор x – расход среды (сила тока) по ветвям, y – перепад давления (перепады напряжения) на ветвях, обусловливающие расход среды (силу тока) на этих ветвях, u – вектор давлений (напряжений) в узлах. Для транспортных систем x – вектор объемов потоков товара по ветвям, y – полный перепад цен на данной ветви, вектор u с обратным знаком – цены товара в узлах. Отметим, что если в гид-

равлических (электрических) цепях поток по дуге осуществляется от большего давления (напряжения) к меньшему, то транспортный поток осуществляется от меньшего уровня цен к большему. Поэтому в экономической системе удобнее для интерпретации использовать вместо вектора u вектор $-u$.

При описании моделей потокораспределения часто ограничения-неравенства на перетоки не вводятся. Тогда задача S приобретает следующий вид (будем называть эту задачу MS):

$$F(x)-(c,\,x)\to\min,\ Ax=b.$$

Если полученная в результате решения данной задачи компонента $\bar{x}_j$ отрицательная, то это означает, что по соответствующей ветви осуществляется поток в объеме $\left|\bar{x}_j\right|$ в направлении обратном принятому в качестве положительного.

Соответственно в двойственной задаче S^* ограничения-неравенства приобретают вид равенства (обозначим эту модификацию двойственной задачи MS^*):

$$\Phi(y)+(b,\,x)\to\min,\ y=A^Tu-c.$$

Аналогом системы уравнений и неравенств R будет следующая система уравнений (назовем ее система MR)

$$Ax=b,\ A^Tu-y=c,\ y=f(x).$$

Решением этой системы являются три вектора $x\in R^n$, $y\in R^n$, $u\in R^m$, которые также можем рассматривать в качестве решения задач оптимизации MS и MS^*. Вектор u состоит из множителей Лагранжа ограничений задачи MS, вектор x – из множителей Лагранжа ограничений задачи MS^*.

Для задач оптимизации MS, MS^* и системы MR справедливы все утверждения, сформулированные относительно задач S, S^* и системы R [124, 125]. Причем все утверждения справедливы при произвольной матрице A и любых векторах b и c. В частности, для разрешимости этих задач необходимо и достаточно существования решения у системы линейных уравнений $Ax=b$, что равносильно отсутствию решения у системы $A^Tu=0$, $b^Tu=-1$. Для гидравлических цепей, когда A – матрица инциденций узлов и ветвей, для совместности системы $Ax=b$ будет достаточно, если рассматриваемый граф связанный и выполняется условие $\sum_{i=1}^{m}b_i=0$.

Это позволяет в частности выяснить вопрос о существовании и единственности решения задачи потокораспределения [125]. Если система $Ax=b$ совместна, то решение существует, оно единственное относительно векторов x и y. Относительно вектора u оно будет неединственное, поскольку $rankA<n$ для матрицы инциденций (сумма ее векторов строк дает нулевой вектор). Ранее, опираясь на свойства модели в форме графа, удавалось получать только частные утверждения. Так Б.Н. Пшеничным было доказано существование решения для случая «пассивной» гидравлической цепи, когда $c=0$ [126]. А.П. Меренков [31] доказал такое утверждение: если решение модели потокораспределения существует, то оно единственное относительно векторов x и y.

Отметим, что факты из теории симметричной двойственности позволяют естественным образом перейти к моделям потокораспределения, содержащим ограничение-неравенство $x\ge 0$ на потоки по отдельным ветвям (в силу наличия запирающего клапана в трубопроводной системе или полупроводника в электрической). Это же позволяет исследовать случай гидравлической сети с регуляторами расхода, которые сводятся к

ограничению вида $x_j \le \bar{x}_j$ для отдельных ветвей. В этом случае также можно сформулировать две взаимно-двойственные задачи минимизации выпуклых дифференцируемых функций при линейных ограничениях, алгоритмы решения которой могут служить для решения исходной проблемы [127].

Обсуждаемая здесь теория симметричной двойственности позволила исследовать ряд неклассических задач потокораспределения, в том числе представить их в виде взаимно-двойственных задач минимизации выпуклой функции при линейных ограничениях. Эти модели, у которых в качестве переменных могут выступать расходы в отдельных узлах (компоненты вектора b) и приращения давления на отдельных дугах (компоненты вектора c). При этом заданными являются давления в некоторых узлах (компоненты вектора u) и расходы среды на отдельных дугах (компоненты вектора x). Такие неклассические задачи потокораспределения возникают в связи с проблемами управления и идентификации (по имеющимся данным) режимов функционирования трубопроводных систем.

Равновесное программирование. Рассмотрим сначала пример, наиболее полно характеризующий отличительные особенности задач равновесного программирования. Пусть на рынке одного товара (например, электроэнергии) существуют два производителя (например, две генерирующие компании). Пусть x_1 и x_2 – объемы товара, выпускаемого первым и вторым производителем соответственно; $B_1(x_1)$, $B_2(x_2)$ – издержки, c – рыночная цена. Прибыль каждого производителя определяется функциями

$$f_1(x_1) = cx_1 - B_1(x_1), \tag{1.89}$$

$$f_2(x_2) = cx_2 - B_2(x_2). \tag{1.90}$$

Оптимальный выпуск каждого производителя находится из максимизации прибыли каждого из них:

$$f_1(x_1) \to \max, \tag{1.91}$$

$$f_2(x_2) \to \max. \tag{1.92}$$

Делая стандартное предположение о том, что $f_1(x_1)$ и $f_2(x_2)$ – вогнутые дифференцируемые функции, получим оптимальные решения x_1^0 и x_2^0 задач (1.91) и (1.92) соответственно. Из (1.89), (1.90) и условий оптимальности $f_1'(x_1) = 0$, $f_2'(x_2) = 0$ следует, что x_1^0 и x_2^0 удовлетворяют равенствам

$$B_1'(x_1) = c, \tag{1.93}$$

$$B_2'(x_2) = c. \tag{1.94}$$

Полученные решения x_1^0 и x_2^0 можно считать равновесными, поскольку каждый из производителей действует оптимальным для себя образом. В приведенном примере нет ничего необычного, за исключением того, что общая задача в исходной постановке (1.91), (1.92) посредством условий оптимальности сведена к системе (1.93), (1.94). Состояния равновесия определяются условиями (1.91), (1.92), которые представляют собой систему из *двух* задач оптимизации.

Очевидно, что технически задачи (1.91) и (1.92) могут быть записаны в виде одной:

$$f_1(x_1) + f_2(x_2) \to \max, \tag{1.95}$$

т.е. в данном случае задача на поиск равновесия может быть записана в виде задачи оптимизации.

Предположим теперь, что на рынке задан фиксированный спрос P. Тогда задача (1.91), (1.92) переходит в следующую

$$f_1(x_1) \to \max, \tag{1.96}$$

$$f_2(x_2) \to \max, \tag{1.97}$$

$$x_1 + x_2 = P. \tag{1.98}$$

Смысл условий (1.96) – (1.98) состоит в совмещении трех требований: первый производитель максимизирует свою прибыль, второй производитель так же максимизирует свою прибыль и одновременно с этим они производят столько продукции, чтобы удовлетворить заданный спрос. Система (1.96) – (1.98) состоит из двух задач оптимизации и одного линейного уравнения. Эта система может оказаться несовместной, сделать ее совместной можно только за счет подбора параметра c. Из условий (1.93), (1.94) следует, что оптимальные решения x_1^0 и x_2^0 зависят от c, т.е.

$$x_1^0 = x_1^0(c), \tag{1.99}$$

$$x_2^0 = x_2^0(c). \tag{1.100}$$

Следовательно, сохраняя основной принцип, состоящий в том, что оба производителя действуют оптимальным для себя образом, необходимо подобрать параметр c (цену) таким образом, чтобы выполнялось равенство (1.98). Поскольку, как правило, функции предполагаются возрастающими, существует такое значение параметра c^0, при котором справедливо равенство

$$x_1(c^0) + x_2(c^0) = P.$$

Представить (1.96) – (1.98) в виде одной задаче оптимизации уже не удается. Если действовать по аналогии с (1.95), то получим задачу

$$f_1(x_1) + f_2(x_2) \to \max, \tag{1.101}$$

$$x_1 + x_2 = P. \tag{1.102}$$

Решив ее как обычную задачу оптимизации с ограничением-равенством (применяя метод множителей Лагранжа), получим, в частности, следующие соотношения для оптимальных (в смысле задачи (1.101), (1.102)) значений x_1^* и x_2^*:

$$B_1'(x_1^*) = B_2'(x_2^*),$$

$$x_1^* + x_2^* = P.$$

Из этих соотношений видно, что x_1^* и x_2^* не зависят от c, а это противоречит оптимальному поведению производителей, так как на самом деле они всегда ориентируются на рыночную цену c (см. (1.93), (1.94)). Качественное отличие задачи (1.96) – (1.98) от задачи (1.101) – (1.102) состоит в том, что в первом случае выполнение условия (1.98) достигается при оптимальных для каждого участника значениях x_1^0 и x_2^0 соответственно. В этом случае главным является оптимальность для каждого, и если выполнение равенства (1.98) невозможно ни при каких оптимальных значениях x_1^0 и x_2^0, то оно никогда невыполнимо.

Во втором случае равенство (1.98) всегда выполнимо, но может быть нарушен (и, как правило, нарушается) принцип оптимальности для каждого. При этом (опять же, как правило) один из участников не будет удовлетворен сложившейся ситуацией и будет пытаться исправить ее в свою пользу, что означает, что данная ситуация не является равновесной, поскольку есть постоянная тенденция к ее изменению. Наличие равенства (1.98) кардинально меняет положение дел. В силу этого равенства невозможно независимое решение задач (1.96) и (1.97) при фиксированном значении c. Связность переменных в равенстве (1.98) определяет взаимозависимость задач (1.96) и (1.97).

Предметом равновесного программирования являются задачи вида (1.96)–(1.98) в более сложной постановке. Например, вместо первой переменной может рассматри-

ваться вектор $x^1 = \left(x_1^1, \ldots, x_n^1\right)$, вместо второй переменной – вектор $x^2 = \left(x_1^2, \ldots, x_n^2\right)$, вместо задачи (1.95) – задача

$$F_1\left(x^1\right) \to \min, \tag{1.103}$$

$$x^1 \in X^1, \tag{1.104}$$

аналогично вместо задачи (1.97) – задача

$$F_2\left(x^2\right) \to \min, \tag{1.105}$$

$$x^2 \in X^2, \tag{1.106}$$

а вместо (1.98) – условие

$$g\left(x^1, x^2\right) = 0, \tag{1.107}$$

где $F_1\left(x^1\right)$, $F_2\left(x^2\right)$ и $g\left(x^1, x^2\right)$ – некоторые нелинейные функции. Если задачи (1.103) – (1.104) и (1.105) – (1.106) можно свести к эквивалентным равенствам

$$w_1\left(x^1\right) = 0, \tag{1.108}$$

$$w_2\left(x^2\right) = 0, \tag{1.109}$$

как это было возможно выше, то получаем эквивалентную систему нелинейных уравнений (1.107), (1.108), (1.109).

В более общем виде приведенные рассуждения можно выразить следующим образом. Многие задачи технического и экономико-математического моделирования формально определим как задачи нахождения точки, принадлежащей пересечению некоторых множеств D_k, $k = 1, \ldots, s$ из R^n. В большинстве случаев множества D_k определяются следующим образом

$$D_k = \left\{x \in R^n : f_k(x) = 0\right\},$$

где $f_k(x)$ – некоторые функции, т.е. упомянутая задача есть задача нахождения решения системы уравнений. Для задач равновесного программирования характерно то, что некоторые из множеств D_k определяются как множества оптимальных решений задач оптимизации, зависящих от некоторого экзогенного параметра. В этом случае вместо системы уравнений возникает смешанная система задач оптимизации и уравнений.

Задачи равновесного программирования отличает наличие так называемых экстремальных связей. Экстремальными связями, определяющими экстремальное отображение, называются связи между переменными w и x типа $x \in M(w)$, где $M(w)$ – множество оптимальных решений некоторой параметрической экстремальной задачи

$$M(w) = Argmin\left\{F(w, x) : x \in Q(w)\right\},$$

$$Q(w) = \left\{x \in X : g_i(w, x) \le 0,\ i = 1, \ldots, m,\ h_i(w, x) = 0,\ i = 1, \ldots, l\right\},$$

где X – некоторое подмножество пространства R^n, w – векторный параметр.

К экстремальным ограничениям приводят самые разнообразные ситуации при постановке сложных оптимизационных проблем: необходимость учета фактора неопределенности, иерархическая структура моделируемой системы, многоэтапность в процедуре принятия решений и т.д. Различные специальные классы оптимизационных задач с экстремальными ограничениями (например, различные задачи обратной оптимизации) рассматриваются уже давно. К ним относятся классические модели экономического равновесия Вальраса, Эрроу–Дебре, Гейла, модели оптимизации в рыночной экономике, теория иерархических систем, игры с непротивоположными интересами, различные проблемы векторной оптимизации.

Наличие экстремальной связи приводит к следующим затруднениям:

a) в подавляющем большинстве случаев множество $M(w)$ задано неявно и в некоторых случаях не имеет внутренности;

b) во многих случаях множество $M(w)$ не является выпуклым.

Перейдем теперь к формальной постановке задачи равновесного программирования [128, 129].

Пусть Ω – некоторое множество из R^n, задана функция $\Phi(v, w)$, определенная на декартовом произведении $\Omega \times \Omega$. Зафиксируем $v \in \Omega$ и рассмотрим задачу математического программирования

$$\Phi(v, w) \to \min, \tag{1.110}$$

$$w \in \Omega. \tag{1.111}$$

Обозначим $W(v)$ – множество (возможно, пустое) оптимальных решений задачи (1.110)–(1.111):

$$W(v) = Argmin\{\Phi(v, w) : w \in \Omega\}.$$

Решение задачи (1.110) – (1.111) определяет точечно-множественное (или многозначное) отображение $v \to W(v)$. Поскольку множество $W(v)$ есть множество точек минимума задачи (1.110) – (1.111), такое отображение называют экстремальным.

Задача равновесного программирования формулируется следующим образом: *найти неподвижную точку точечно-множественного отображения* $v \to W(v)$ *или установить, что такой точки не существует.*

Другими словами, требуется найти вектор $v^* \in \Omega$ такой, что

$$v^* \in W(v^*), \tag{1.112}$$

или доказать, что в множестве Ω такой точки не существует. Возвращаясь к обозначениям (1.110) – (1.111), задачу равновесного программирования можно переписать следующим образом: найти $v^* \in \Omega$:

$$v^* \in Argmin\{\Phi(v^*, w) : w \in \Omega\}. \tag{1.113}$$

Свойства экстремальных отображений и сложности, возникающие в задачах, содержащих экстремальные отображения, исследуются в [130]. В [131] приводятся примеры задач системного анализа, непосредственно связанных со свойствами экстремальных отображений.

Другое определение задачи равновесного программирования дано в [132]. Пусть $K \in R^n$, требуется найти $\bar{x} \in K$:

$$f(\bar{x}, y) \geq 0 \ \forall y \in K, \tag{1.114}$$

где функция $f(x, y)$ определена на $R^n \times R^n$ и обладает свойством

$$f(x, x) = 0, x \in K. \tag{1.115}$$

Задачи (1.113) и (1.114) эквивалентны, т.е. задачу (1.115) можно представить в виде (1.114) и наоборот. Если ввести функцию

$$\Psi(v, w) = \Phi(v, w) - \Phi(v, v), \tag{1.116}$$

то задачу (1.113) можно переопределить следующим образом: найти вектор $v^* \in \Omega$ такой, что

$$\Psi(v, w) \geq 0 \ \forall w \in \Omega, \tag{1.117}$$

что совпадает с определением (1.114). С другой стороны, из (1.114) и свойства (1.115) следует, что $f(\bar{x}, y) \geq f(\bar{x}, \bar{x})$, т.е.

$$\bar{x} \in Argmin\{f(\bar{x}, y) : y \in K\}.$$

В концептуальном плане равновесное решение всегда будет ассоциироваться с неподвижной точкой некоторого точечно-множественного отображения.

При помощи функции $\Psi(v, w)$, введенной в (1.116), и неравенства (1.117) задачу равновесного программирования можно переформулировать следующим образом. Требуется найти оптимальное решение задачи математического программирования

$$\Theta(v) \to \max, \tag{1.118}$$

$$v \in \Omega, \tag{1.119}$$

где $\Theta(v)$ – функция оптимального значения (иногда ее еще называют функцией параметрического оптимума) задачи параметрической оптимизации

$$\Psi(v, w) \to \min, \tag{1.120}$$

$$w \in \Omega, \tag{1.121}$$

т.е.

$$\Theta(v) = \inf\{\Psi(v, w) : w \in \Omega\}. \tag{1.122}$$

Таким образом, задача равновесного программирования сводится к задаче оптимизации, но в отличие от последней, целевая функция в (1.118) – (1.119) задана неявно.

В (1.112) задача равновесного программирования была сформулирована как задача поиска неподвижной точки экстремального отображения. Покажем, что обычная задача поиска неподвижной точки может быть сформулирована как задача равновесного программирования. Пусть задана вектор-функция $F(x) = (f_1(x), \ldots, f_2(x))$, компонентами которой являются непрерывные скалярные функции $f_i(x)$ векторного аргумента $x = (x_1, \ldots, x_n)$ отображающая выпуклое компактное множество $\Omega \subset R^n$ в себя. По теореме Брауэра существует вектор $x^* \in \Omega$ такой, что

$$F(x^*) = x^*. \tag{1.123}$$

Для того чтобы представить задачу поиска неподвижной точки в виде задачи равновесного программирования, функцию $\Psi(v, w)$ определим следующим образом;

$$\Psi(v, w) = (v - F(v))^T w. \tag{1.124}$$

Нетрудно показать, что вектор v – неподвижная точка отображения $F : \Omega \to \Omega$ тогда и только тогда, когда v есть решение задачи равновесного программирования (1.113) с функцией $\Phi(v, w)$, определенной в (1.124). Линейность функции $\Phi(v, w)$ по второму аргументу позволяет в некоторых случаях задачу поиска неподвижной точки свести к обычной задаче математического программирования. Пусть Ω – выпуклый многогранник, т.е. Ω – выпуклая оболочка своих крайних точек:

$$\Omega = co\{w^1, \ldots, w^N\}, \tag{1.125}$$

w^j – крайние точки Ω. Используя (1.125) и линейность функции $\Phi(v, w)$ по w (см. (1.124)), функцию $\Theta(v)$ определм следующим образом:

$$\begin{aligned}\Theta(v) = \min\{\Phi(v, w) : w \in \Omega\} - \Phi(v, v) = \min\{(v - F(v))^T w : w \in \Omega\} - \Phi(v, v) = \\ = \min\{(v - F(v))^T w^j : j = 1, \ldots, N\} - \Phi(v, v).\end{aligned} \tag{1.126}$$

Стандартным образом, вводя дополнительную переменную v_0, задачу (1.118) – (1.119) можно переписать в следующем эквивалентном виде:

$$v_0 \to \max,$$

$$v_0 \le \min\{(v - F(v))^T w^j : j = 1, \ldots, N\} - \Phi(v, v),$$

$$v \in \Omega,$$

что равносильно

$$v_0 \to \max, \tag{1.127}$$

$$v_0 - (v - F(v))^T w^j + (v - F(v))^T v \le 0, \ j = 1, \ldots, N, \tag{1.128}$$

$$v \in \Omega. \tag{1.129}$$

Пусть $\left(v_0^*, v^*\right)$ – оптимальное решение задачи (1.127) – (1.129). Если $v_0^* < 0$, то неподвижной точки не существует, если $v_0^* = 0$, то v^* – неподвижная точка.

Нетрудно показать, что обычная задача математического программирования

$$\varphi(x) \to \min,$$

$$x \in X \subset R^n$$

может быть записана в виде (1.113). Для этого достаточно считать $w = x$, $v = x^*$ (x^* – оптимальное решение задачи), функцию $\Phi(v, w)$ определить как $\Phi(v, w) = \varphi(v)$ и положить $\Omega = X$.

Рассмотрим еще несколько примеров сведения известных задач системного анализа к задаче равновесного программирования.

Пусть заданы выпуклые компактные множества $X \subset R^n$ и $Y \subset R^m$ функция $L(x, y)$, определенная на декартовом произведении $X \times Y$. Пара $\left(x^*, y^*\right)$ называется седловой точкой функции $L(x, y)$, если выполняются неравенства

$$L\left(x^*, y\right) \le L\left(x^*, y^*\right) \le L\left(x, y^*\right) \forall x \in X, \forall y \in Y. \tag{1.130}$$

Известно, что существование седловой точки эквивалентно условиям

$$\min_{x \in X} \max_{y \in Y} L\left(x, y\right) = \max_{y \in Y} \min_{x \in X} L\left(x, y\right) = L\left(x^*, y^*\right). \tag{1.131}$$

Условия выполнения равенств (1.131) составляют основное содержание так называемых теорем о минимаксе. Так как выполнение неравенств (1.130) сводится к (1.131), в дальнейшем будем рассматривать условия выполнения теорем о минимаксе. Введем в рассмотрение векторы $v = (x, y)$, $w = (p, q)$ и функцию $\Phi(v, w) = L\left(p, y\right) - L\left(x, q\right)$. В принятых обозначениях задача проверки выполнимости условий (1.131) эквивалентна задаче равновесного программирования (1.113). Более того, если функция $L\left(x, y\right)$ выпукла по первому аргументу и вогнута по второму, то функция $\Phi(v, w)$ выпукла по w, что автоматически означает, что в данном случае теорема о минимаксе справедлива и что функция $L\left(x, y\right)$ имеет седловую точку.

Многие условия оптимальности основаны на применении так называемых теорем об альтернативах. В общем случае смысл этих теорем состоит в следующем. Для двух множеств D и Q справедливо, что

$$\text{если } D = \phi, \text{ то } Q = \phi.$$

Определим множества D и Q следующим образом

$$D = \left\{x \in X : f_i(x) < 0, i = 1, \ldots, k\right\},$$

$$Q = \left\{ y \in R_+^k \setminus \{0\} : \sum_{i=1}^{k} y_i f_i(x) \ge 0 \ \forall x \in X \right\},$$

где $f_i(x)$ – выпуклые непрерывные функции, $R_+^k = \left\{y : y_i \ge 0, i = 1, \ldots, k\right\}$. Предположим, что $D = \phi$. Тогда для любого x из X существует номер $l \in \left\{1, \ldots, k\right\}$ такой, что $f_l(x) \ge 0$. Следовательно,

$$\max_{1 \le i \le k} f_i(x) \ge 0 \ \forall x \in X. \tag{1.132}$$

Введем множество

$$S = \left\{ \lambda \in R_+^k : \sum_{i=1}^{k} \lambda_i = 1 \right\}.$$

Условие (1.132) эквивалентно следующему

$$\max_{\lambda \in S} \sum_{i=1}^{k} \lambda_i f_i(x) \geq 0 \ \forall x \in X \ ,$$

что, в свою очередь, эквивалентно неравенству

$$\min_{x \in X} \max_{\lambda \in S} \sum_{i=1}^{k} \lambda_i f_i(x) \geq 0 \, ,$$

Используя теорему о минимаксе, поменяем местами операции min и max

$$\max_{\lambda \in S} \min_{x \in X} \sum_{i=1}^{k} \lambda_i f_i(x) \geq 0 \, .$$

Это означает существование вектора $\overline{\lambda} \in S$ такого, что

$$\min_{x \in X} \sum_{i=1}^{k} \overline{\lambda}_i f_i(x) \geq 0 \, ,$$

откуда и следует условие $Q = \phi$. Тот факт, что из $D = \phi$ следует $Q = \phi$ доказывается аналогично.

Решение вариационных неравенств. Задано отображение $F : R^n \to R^n$. Требуется найти точку $v^* \in K$, где $K \subset R^n$:

$$F\left(v^*\right)^T \left(w - v^*\right) \geq 0 \ \forall w \in K \, . \tag{1.133}$$

Нетрудно видеть, что задача (1.133) эквивалентна (1.114), если ввести функцию

$$f(v, \ w) = F(v)^T (w - v) \, .$$

Нелинейная задача дополнительности. Пусть задано отображение $F : R^n \to R^n$. Требуется найти вектор $v^* \geq 0$ такой, что

$$F\left(v^*\right) \geq 0 \, , \ F\left(v^*\right)^T v^* = 0 \, . \tag{1.134}$$

Введением функции (1.133) задача (1.134) снова сводится к задаче (1.114).

Нахождение равновесия по Нэшу. Рассматривается некооперативная игра n лиц. Каждый игрок i обладает набором стратегий $X^i \subset R^{n_i}$ и функцией потерь $f_i(x^1, x^2, \ldots, x^i, \ldots, x^n)$, т.е. функция потерь $i-$го игрока зависит не только от своей выбранной стратегии $x^i \in X^i$, но и от стратегий, выбранных другими игроками. Равновесие по Нэшу можно определить следующим образом. Равновесием x^{*i}, $i = 1, \ldots, n$ игры n лиц является решение системы экстремальных включений

$$x^{*i} \in \underset{x^i \in X^i}{Argmin} \, f_i(x^{*1}, x^{*2}, \ldots, x^{*(i-1)}, x^i, x^{*(i+1)}, \ldots, x^{*n}) \, , \ i = 1, \ldots, n \, . \tag{1.135}$$

Систему включений (1.135) можно рассматривать как обобщение системы нелинейных уравнений - каждое уравнение заменяется задачей оптимизации и все задачи параметрически связаны друг с другом, причем векторный параметр в одной задаче является переменной оптимизации в другой и наоборот. Следуя [133] введем нормализованную функцию

$$\Phi(v, w) = \sum_{i=1}^{n} f_i(x^1, \ \ldots, \ y^i, \ldots, x^n) - f_i(x^1, \ldots, x^i, \ldots, x^n) \, . \tag{1.136}$$

где v есть набор векторов x^i, а w есть набор векторов y^i, $i = 1, \ldots, n$. При помощи нормализованной функции $\Phi(v, w)$ задача нахождения равновесия по Нэшу может быть записана в виде (1.113).

Подводя итог всему вышесказанному, следует отметить, что за последние 10 – 15 лет сформировалось новое направление в системном анализе и исследовании операций – равновесное программирование. Задачи на поиск равновесия (или компромисса) рассматривались и ранее. Однако их математические формулировки были сделаны на разных языках – на языке математического программирования, на языке систем линейных и нелинейных уравнений, на языке вариационных неравенств, на языке задачи о дополнительности. Тем не менее, все эти постановки пронизывает одна идея – поиск неподвижной точки точечно-множественного (экстремального) отображения. Наиболее всеобъемлющей в этом смысле является постановка задачи равновесного программирования (1.113). Следующим результатом, по-видимому, можно считать распространение нормализованной функции (1.136) на решение задач вида (1.113), что дает возможность построения конструктивных методов решения задач равновесного программирования.

Методы оптимизации с нелинейными опорными функциями. В данном разделе описаны методы невыпуклой и глобальной оптимизации, основанные на понятии опорных нелинейных функций [360], и их применение к решению задачи равновесного программирования [361].

Рассмотрим следующую задачу оптимизации

$$f(x) \to \max, \tag{1.137}$$

$$x \in X, \tag{1.138}$$

где $f(x)$ – скалярная функция, X – компактное подмножество n-мерного пространства R^n.

Определение 1. *Будем говорить, что функция $f(x)$ имеет верхнюю и нижнюю опорные функции в точке $y \in X$, если существуют функции $\psi(x, y)$ и $\varphi(x, y)$, непрерывные по x и удовлетворяющие условиям*

1. $\varphi(x, y) \le f(x) \le \psi(x, y) \quad \forall x \in X$,

2. $\varphi(y, y) = f(y) = \psi(y, y)$.

Функцию $\psi(x, y)$ будем называть верхней опорной функцией функции $f(x)$ в точке y, а функцию $\varphi(x, y)$ – нижней опорной функцией функции $f(x)$ в точке y.

В том случае, когда $f(x)$ имеет верхнюю и нижнюю опорные функции в любой точке множества X, будем говорить, что функция $f(x)$ имеет верхнюю и нижнюю опорные функции на множестве X.

Из Определения 1 следует, что функция $f(x)$, имеющая верхнюю и нижнюю опорные функции на X, представима в виде

$$f(x) = \max\{\varphi(x, y) : y \in X\} = \min\{\psi(x, y) : y \in X\}. \tag{1.139}$$

Представление целевой функции в виде нижней или верхней огибающей некоторого семейства вспомогательных функций (1.139) позволяет использовать при решении задачи (1.137) – (1.138) свойства именно вспомогательных функций, сама же целевая функция этими свойствами может и не обладать.

ПРИМЕР 1. Предположим, что $f(x)$ – выпуклая непрерывная функция. Тогда её можно представить как верхнюю огибающую семейства аффинных функций

$$f(x) = \max\{f(y) + p^T (x - y) : y \in X\},$$

где $p \in \partial f(y)$, $\partial f(y)$ – субдифференциал $f(x)$ в точке y. В этом случае нижняя опорная функция $\varphi(x,y)$ определяется следующим образом

$$\varphi(x,y) = f(x) + p^T(x-y).$$

Функция $f(x)$ – нелинейна и не всегда дифференцируема, в то время как $\varphi(x,y)$ есть линейная (и дифференцируемая) по x функция при каждом фиксированном y.

ПРИМЕР 2. Пусть задана следующая задача математического программирования, в которой x является векторным параметром из некоторого выпуклого компактного множества X,

$$w(x,z) \to \max, \tag{1.140}$$

$$z \in Z, \tag{1.141}$$

где Z – выпуклое компактное подмножество m-мерного пространства R^m, $w(x,z)$ есть аффинная по x функция при каждом фиксированном $z \in Z$ и непрерывная по z функция при каждом фиксированном x. Определим $f(x)$ как функцию оптимального значения

$$f(x) = \max\{w(x,z) : z \in Z\}. \tag{1.142}$$

Функция $f(x)$ задана неявно. Тем не менее, она конечна и выпукла, поскольку является поточечным максимумом семейства аффинных функций. Пусть $\bar{x} \in X$ и

$$\bar{z} \in Arg\min\{w(\bar{x},z) : z \in Z\}. \tag{1.143}$$

Тогда в силу (1.142)

$$f(\bar{x}) = w(\bar{x},\bar{z}), \tag{1.144}$$

$$f(x) \ge w(x,\bar{z})\ \forall x \in X, \tag{1.145}$$

т.е. $w(x,\bar{z})$ может выполнять роль нижней опорной к $f(x)$ функции в точке $\bar{x}$.

ПРИМЕР 3. Предположим, что в задаче (1.140) – (1.141) функция $w(x,z)$ непрерывно дифференцируема по x при фиксированном z, а остальные условия сохранены. Тогда повторяя рассуждения предыдущего примера, получим, что в данном случае неявно заданная функция оптимального значения имеет нижнюю опорную непрерывно дифференцируемую функцию, определяемую условиями (1.143) – (1.145).

Два последних примера показывают, что в общем случае для функции оптимального значения задачи (1.140) – (1.141) свойства нижней опорной функции определяются свойствами функции $w(x,z)$ относительно параметра x. При этом на данном этапе вопрос о том насколько сложна сама задача (1.140) – (1.141) при заданном параметре x является второстепенным. Если в дальнейшем потребуется оценить пределы $\underline{f}$ и $\overline{f}$ изменения оптимального значения задачи (1.140) – (1.141)

$$\underline{f} \le f(x) \le \overline{f}\ \forall x \in X,$$

то для этого необходимо будет решить две задачи

$$f(x) \to \min, \tag{1.146}$$

$$x \in X \tag{1.147}$$

и

$$f(x) \to \max, \tag{1.148}$$

$$x \in X. \tag{1.149}$$

В условиях *ПРИМЕРА 2* задача (1.146) – (1.147) есть задача минимизации выпуклой функции на выпуклом множестве, т.е. задача выпуклого программирования, а задача (1.148) – (1.149) представляет собой задачу максимизации выпуклой функции на выпуклом множестве, т.е. задачу на поиск глобального максимума многоэкстремальной

функции. Тем не менее, в некоторых случаях задача максимизации может даже оказаться проще задачи минимизации. Известно, что максимум выпуклой функции достигается в крайней точке допустимой области. Например, если X есть n-мерный симплекс, т.е. выпуклая оболочка $n+1$ точки, то для нахождения максимального значения $f(x)$ достаточно $n+1$ раз решить задачу (1.140) – (1.141), а затем из всех решений выбрать наибольшее.

Нетрудно видеть, что если функция $f(x)$ имеет верхнюю и нижнюю опорные функции хотя бы в одной точке множества X, то, в силу непрерывности этих функций и компактности X, функция $f(x)$ ограничена на X. Если функция удовлетворяет Определению 1 в любой точке множества X, то она непрерывна.

Определение 2. *Верхним множеством Лебега* $L_f^+(\gamma)$ *и нижним множеством Лебега* $L_f^-(\gamma)$ *функции* $f(x)$ *называются множества*

$$L_f^+(\gamma) = \left\{ x \in R^n : f(x) \ge \gamma \right\}, \quad L_f^-(\gamma) = \left\{ x \in R^n : f(x) \le \gamma \right\},$$

где γ *– некоторая константа.*

Известно, что функция $f(x)$ полунепрерывна снизу тогда и только тогда, когда её нижние множества Лебега $L_f^-(\gamma)$ замкнуты для любого γ. Функция $f(x)$ полунепрерывна сверху тогда и только тогда, когда её верхние множества Лебега $L_f^+(\gamma)$ замкнуты для любого γ.

Теорема 1 ([362]). *Если функция удовлетворяет Определению 1 на* X*, то она непрерывна на* X.

Всюду в дальнейшем будем предполагать, что функция $f(x)$ удовлетворяет Определению 1. Тогда, в силу теоремы Вейерштрасса задача (1.137) – (1.138) имеет решение. Через x^* обозначим глобальный максимум, а через f^* – глобальное максимальное значение: $f^* = f\left(x^*\right)$.

В случае дифференцируемости опорных функций $\varphi(x,y)$ и $\psi(x,y)$ по x при каждом фиксированном y функция $f(x)$ также будет дифференцируемой. Обозначим через $\nabla_x\varphi(x,y)$ и $\nabla_x\psi(x,y)$ градиенты функций $\varphi(x,y)$ и $\psi(x,y)$ по первому аргументу.

Теорема 2 ([362]). *Если функции* $\varphi(x,y)$ *и* $\psi(x,y)$ *дифференцируемы по* x *при каждом фиксированном* y*, то* $f(x)$ *дифференцируема в любой точке* $x \in \mathrm{int}(X)$.

Следствие 1. *Пусть в задаче (1.137)–(1.138) целевая функция* $f(x)$ *имеет дифференцируемые по* x *опорные функции* $\varphi(x,y)$ *и* $\psi(x,y)$ *при каждом фиксированном* y *из открытого множества* $S \supset X$, X *– выпуклое множество.*

Если x^* *– локальное решение задачи (1.137–(1.138), то*

$$\nabla_x\varphi(x^*,x^*)^T(x-x^*) \le 0 \quad \forall x \in X,$$

$$\nabla_x\psi(x^*,x^*)^T(x-x^*) \le 0 \quad \forall x \in X.$$

Следствие 2. *Если дифференцируемая функция* $f(x)$ *имеет дифференцируемую нижнюю опорную функцию* $\varphi(x,y)$*, то*

$$\nabla f(x) = \nabla_x\varphi(x,y).$$

При решении задачи (1.137)–(1.138) верхние и нижние опорные функции используются с разными целями. Нижняя опорная функция служит основой для итеративной процедуры локального улучшения, стартующей из некоторой начальной точки x^0.

LOCAL: ПРОЦЕДУРА ЛОКАЛЬНОГО УЛУЧШЕНИЯ.

L0. Задать некоторую стартовую точку $x^0 \in X$. Установить $k = 0$.

L1. Решить вспомогательную задачу

$$\varphi\left(x, x^k\right) \to \max, \tag{1.150}$$

$$x \in X. \tag{1.151}$$

Пусть x^{k+1} – оптимальное решение задачи (1.150) – (1.151).

L2. Установить $k = k + 1$ и перейти на шаг L1.

На шаге L1 роль опорой точки играет x^k. Точки x^k и x^{k+1} удовлетворяют неравенству

$$\varphi\left(x^k, x^k\right) \le \varphi\left(x^{k+1}, x^k\right).$$

Из определения нижней опорной функции и последнего неравенства имеем

$$f\left(x^k\right) = \varphi\left(x^k, x^k\right) \le \varphi\left(x^{k+1}, x^k\right) \le f\left(x^{k+1}\right),$$

т.е. процедура локального улучшения (которую в дальнейшем для краткости иногда будем называть процедурой L) генерирует неубывающую относительно целевой функции последовательность точек. Нетрудно видеть, что процедура L обладает следующими свойствами:

A. Поскольку последовательность $f\left(x^k\right)$ ограничена сверху и монотонно не убывает, существует предел $\overline{f}\left(x^0\right)$

$$\lim_{k\to\infty} f\left(x^k\right) = \overline{f}\left(x^0\right),$$

который в общем случае зависит от стартовой точки x^0.

B. В силу компактности X последовательность x^k состоит из множества сходящихся подпоследовательностей и для любой сходящейся подпоследовательности x^{k_j}

$$\lim_{j\to\infty} f\left(x^{k_j}\right) = \overline{f}\left(x^0\right).$$

Процедура локального улучшение не гарантирует в общем случае нахождения даже стационарной точки. В [363] введено определение полустационарной сверху точки.

Определение 3. *Точка $\widetilde{x}$ называется полустационарной сверху точкой, если*

$$f(x) \le f(\widetilde{x}) + o_s\left(\left\|x - \widetilde{x}\right\|\right) \le 0 \quad \forall x \in X, \tag{1.152}$$

где функция $o_s(t)$:

$$\lim_{t\to 0} \frac{o_s(t)}{t} = 0.$$

В случае дифференцируемости функции $f(x)$ Определение 3 можно уточнить.

Теорема 3 ([362]). *Пусть $f(x)$ – дифференцируемая функция, а X – выпуклое множество. Если $\widetilde{x}$ – полустационарная сверху точка, то*

$$\nabla f(\widetilde{x})^T \left(x - \widetilde{x}\right) + o\left(\left\|x - \widetilde{x}\right\|\right) \le 0 \quad \forall x \in X. \tag{1.153}$$

Из Теоремы 3 следует, что если некоторая точка $\widetilde{x}$ удовлетворяет неравенству (1.153), то она удовлетворяет и неравенству (1.152), т.е. $\widetilde{x}$ является полустационарной сверху точкой. Следовательно, неравенство (1.153) можно использовать в качестве эк-

вивалентного определения полустационарной сверху точки для дифференцируемых функций $f(x)$.

Предположим теперь, что функция $\varphi(x,y)$ также непрерывно дифференцируема по x при любом фиксированном y. Тогда полученное на шаге L1. решение x^{k+1} удовлетворяет неравенству

$$\nabla_x \varphi\left(x^{k+1}, x^k\right)^T \left(x - x^{k+1}\right) \le 0.$$

Если итерационный процесс конечен, то $x^k = x^{k+1}$ и в силу Следствия 2 имеем

$$\nabla_x f\left(x^k\right)^T \left(x - x^k\right) \le 0,$$

т.е. точка x^k удовлетворяет необходимым условиям оптимальности.

Теорема 4 ([362]). *Если процедура локального улучшения генерирует бесконечную последовательность точек, то каждая предельная точка этой последовательности есть полустационарная сверху точка.*

При выполнении дополнительных условий относительно нижней опорной функции можно гарантировать сходимость к стационарной точке.

Теорема 5 ([362]). *Если процедура локального улучшения генерирует бесконечную последовательность точек и выполняются следующие условия*

i. $\varphi(x,y)$ *сильно выпукла по* x *с константой* $\theta > 0$ *равномерно по* y*;*

ii. градиент $\nabla_x \varphi(x,y)$ *удовлетворяет условию Липшица с константой L равномерно по* y.

Тогда последовательность $\left\{x^k\right\}$ *сходится к стационарной точке задачи (1.137)–(1.138).*

Выбор метода решения задачи (1.150)–(1.151) зависит от свойств функции $\varphi(x,y)$.

ПРИМЕР 5. Предположим, что в задаче (1.137)–(1.138) функция $f(x)$ дважды непрерывно дифференцируема и X выпуклое компактное множество. Тогда существует $\gamma > 0$ такое, что матрица $\nabla^2 f(x) + \gamma I$ неотрицательно определена для любого фиксированного $x \in X$, $\nabla^2 f(x)$ – матрица вторых производных, I – единичная матрица. Следовательно, функция $g(x) = f(x) + \frac{\gamma}{2}\|x - a\|^2$ выпукла и

$$f(x) = g(x) - \frac{\gamma}{2}\|x - a\|^2. \qquad (1.154)$$

Используя представление функции $f(x)$ в виде (1.154), выпуклость функции $g(x)$, нижнюю опорную функцию $\varphi(x,y)$ можно определить следующим образом

$$\varphi(x,y) = f(y) + \nabla f(y)^T (x - y) - \frac{\gamma}{2}\|x - y\|^2. \qquad (1.155)$$

Применим процедуру локального улучшения для решения задачи максимизации $f(x)$ на X с функцией $\varphi(x,y)$, определенной в (1.155). Функция $\varphi(x,y)$ вогнута по x и поэтому вспомогательная задача (1.150)–(1.151) есть задача выпуклого программирования. В частности, если $\text{int}(X) \neq \emptyset$ и все точки $x^k \in \text{int}(X)$, $k = 0,1,...,$ то решение задачи (1.150) – (1.151) удовлетворяет условию

$$\nabla_x \varphi\left(x^{k+1}, x^k\right) = 0,$$

которое с учетом (1.155) можно переписать в следующем виде

$$x^{k+1} = x^k + \frac{1}{\gamma}\nabla\left(x^k\right). \tag{1.156}$$

Итерационный процесс, определяемый соотношением (1.156), совпадает с методом наискорейшего подъема с фиксированной длиной шага.

Методику применения процедуры локального улучшения, использованную в ПРИМЕРЕ 4, можно распространить и на более общий случай.

ПРИМЕР 5. Пусть функция $f(x)$ задана в следующем виде

$$f(x) = g(x) + w(x), \tag{1.157}$$

где $g(x)$ – непрерывная выпуклая, не обязательно дифференцируемая функция, $w(x)$ – дифференцируемая функция. Тогда в силу выпуклости $g(x)$ справедливо неравенство

$$g(x) \geq g(y) + p^T(x - y), \tag{1.158}$$

где $p \in \partial g(y)$, $\partial g(y)$ – субдифференциал функции $g(x)$ в точке y. Из (1.157) и (1.158) следует, что нижняя опорная функция $\varphi(x, y)$ может быть определена следующим образом

$$\varphi(x, y) = g(y) + p^T(x - y) + w(x).$$

Соответствующая задача (1.150)–(1.151) может уже не быть задачей выпуклого программирования, но целевая функция в этой задаче дифференцируема и для ее решения можно применять эффективные методы локального подъема, использующие информацию о первых производных.

Перейдем к обсуждению вопроса о нахождении глобального максимума в задаче (1.137) – (1.138). Для этой цели используется верхняя опорная функция $\psi(x, y)$. Если $\bar{x} \in X$, то

$$f(x) \leq \psi(x, \bar{x}) \leq \max_{x \in X} \psi(x, \bar{x}). \tag{1.159}$$

Если задано несколько точек $x^i \in X$, $i = 0,...,k$, то

$$f(x) \leq \psi\left(x, x^i\right) \quad i = 1,...,k$$

или

$$f(x) \leq \min_{0 \leq i \leq k} \psi\left(x, x^i\right)$$

и по аналогии с (159)

$$f(x) \leq \max_{x \in X} \min_{0 \leq i \leq k} \psi\left(x, x^i\right). \tag{1.160}$$

Неравенство (1.160) определяет оценку сверху глобального максимального значения функции $f(x)$ на X и служит основой для приводимой ниже процедуры нахождения глобального максимума.

GLOBAL: ПРОЦЕДУРА НАХОЖДЕНИЯ ГЛОБАЛЬНОГО МАКСИМУМА.

G0. Задать стартовую точку $x^0 \in X$, точность $\varepsilon > 0$. Установить $k = 0$, $f^0 = f\left(x^0\right)$, $\tilde{x}^0 = x^0$.

G1. Решить задачу

$$\min_{0 \leq j \leq k} \left\{ \psi\left(x, x^j\right) \right\} \to \max, \tag{1.161}$$

$$x \in X. \tag{1.162}$$

Пусть x^{k+1} – глобальный максимум задачи (1.161)–(1.162); ψ_k – соответствующее оптимальное значение, т.е. $\psi_k = \min_{0 \leq j \leq k} \left\{ \psi\left(x^{k+1}, x^j\right) \right\}$.

G3. Определить $f^{k+1} = \max\left\{f^k, f\left(x^{k+1}\right)\right\}$ и соответствующий вектор $\tilde{x}^{k+1}: f\left(\tilde{x}^{k+1}\right) = f^{k+1}$.

G4. Если $\psi_{k+1} - f^{k+1} \le \varepsilon$, то стоп: $\tilde{x}^{k+1} - \varepsilon$ – оптимальное решение. Иначе установить $k = k+1$ и перейти на шаг G1.

На каждой итерации процедуры GLOBAL выполняется двусторонняя оценка глобального максимального значения

$$f^k \le f^* \le \psi_k.$$

Процедура нахождения глобального максимума является обобщением метода опорных плоскостей в выпуклом программировании [364] и метода Пиявского в глобальной оптимизации [365].

Для гарантирования нахождения глобального максимума достаточно, чтобы множество функций $\left\{\psi\left(x, x^j\right)\right\}$, $j = 0,1,...$ было равномерно ограничено и равностепенно непрерывно.

Определение 4. *Множество функций $f_\xi(x)$, $\xi \in \Xi$ называется равномерно ограниченным на множестве X, если существует константа $K > 0$ такая, что*

$$\left|f_\xi(x)\right| \le K, \forall x \in X, \forall \xi \in \Xi.$$

Определение 5. *Множество функций $f_\xi(x)$, $\xi \in \Xi$ называется равностепенно непрерывным, если для любого $\varepsilon > 0$ существует $\delta > 0$ такое, что*

$$\left|f_\xi(x) - f_\xi(y)\right| < \varepsilon$$

для любых $x \in X$ и $y \in X$ таких, что $\|x - y\| < \delta$ и для всех $\xi \in \Xi$.

Теорема 6. *Если множество функций $\psi\left(x, x^j\right)$, $j = 0,1,...$ равномерно ограничено и равностепенно непрерывно, то любая предельная точка последовательности x^k, $j = 0,1,...$ есть точка глобального максимума задачи (1.137)–(1.138).*

Справедливость Теоремы 6 следует из доказательства теоремы о погружении надграфика целевой функции, приведенной в [102].

Вернемся к решению задачи равновесного программирования

$$v^* \in Arg\ \min\left\{\Phi\left(v^*, w\right) : w \in \Omega\right\} \tag{1.163}$$

без предположений о выпуклости (или квазивыпуклости) функции $\Phi(v, w)$ по второй переменной. Следовательно, не гарантируется существование решения. Ниже предлагается вычислительная процедура, которая предполагает использование методов глобальной оптимизации и либо устанавливает, что равновесного решения не существует, либо находит одно из равновесных решений (в том случае, если их несколько).

Введем, как и ранее, в рассмотрение функцию

$$\Psi(v, w) = \Phi(v, w) - \Phi(v, v).$$

Предположим, что функция $\Phi(v, w)$ непрерывна, а множество Ω – выпуклое компактное множество. Перепишем задачу (1.163) в виде:

найти v^*:

$$\Psi\left(v^*, w\right) \ge 0\ \forall w \in \Omega,$$

что, в свою очередь, эквивалентно неравенству:

$$\max_{v \in \Omega} \min_{w \in \Omega} \Psi(v, w) \ge 0. \tag{1.164}$$

Если ввести вспомогательную функцию

$$P(v) = \min_{w \in \Omega} \Psi(v, w), \tag{1.165}$$

то для проверки неравенства (1.164) достаточно решить задачу

$$P(v) \to \max, \tag{1.166}$$

$$v \in \Omega. \tag{1.167}$$

В общем случае функция $P(v)$ может быть многоэкстремальной. Пусть v^* есть глобальный минимум в задаче (1.166) – (1.167). Если $P(v^*) < 0$, то задача равновесного программирования не имеет решения. В противном случае v^* есть точка равновесия. В силу построения $P(v) \le 0 \ \ \forall v \in \Omega$. Тогда если v^* – точка равновесия, то

$$P(v^*) = 0. \tag{1(1.168)}$$

Следовательно, (1.168) можно использовать в качестве необходимого и достаточного условия глобальной оптимальности в том случае, если точка равновесия существует. В силу (1.165) задача (1.166) – (1.167) есть задача оптимизации с неявно заданной целевой функцией. Для того чтобы вычислить значение целевой функции $P(v)$, необходимо решить задачу (1.165). Тем не менее, поскольку $P(v)$ есть «функция минимумов», этот факт может быть использован для разработки итеративной процедуры решения задачи (1.166) – (1.167).

Пусть $\overline{v} \in D$ – некоторая произвольная точка. Решим задачу (1.165). Пусть $\overline{w}$ – оптимальное решение. Если $P(\overline{v}) = 0$, то $\overline{v}$ есть точка равновесия. Если нет, то из (1.165) имеем

$$P(\overline{v}) = \Psi(\overline{v}, \overline{w}),$$

$$P(v) \le \Psi(v, \overline{w}) \, v \in \Omega.$$

Будем говорить, что функция $\Psi(v, \overline{w})$ есть опорная функция мажоранта функции $P(v)$. Тогда можно предложить следующий алгоритм решения задачи (1.166)–(1.167), основанный на тех же идеях, что и метод опорных плоскостей в выпуклом программировании и метод Пиявского в глобальной оптимизации.

Шаг 0. Пусть $v^0 \in \Omega$. Установить $k = 0$.

Шаг 1. Решить задачу

$$\Psi(v^k, w) \to \min, \tag{1.169}$$

$$w \in \Omega. \tag{1.170}$$

Пусть w^k – глобальный минимум задачи (1.169)–(1.170).

Шаг 2. Если $\Psi(v^k, w^k) = 0$, то v^k есть точка равновесия, перейти на Шаг 6.

Шаг 3. Решить задачу

$$\min_{0 \le j \le k} \left\{ \Psi(v, w^j) \right\} \to \max, \tag{1.171}$$

$$v \in \Omega. \tag{1.172}$$

Пусть v^{k+1} – глобальный минимум задачи (1.171) – (1.172); Ψ_k – соответствующее оптимальное значение, т.е. $\Psi_k = \min_{0 \le j \le k} \left\{ \Psi(v^{k+1}, w^j) \right\}$.

Шаг 4. Если $\Psi_k < 0$, то точки равновесия не существует, перейти на Шаг 6.

Шаг 5. Установить $k = k + 1$ и перейти на Шаг 1.

Шаг 6. Стоп.

Если число итераций конечно, то либо будет найдена точка равновесия, либо будет установлено, что точки равновесия не существует.

На каждой итерации решаются две задачи математического программирования – (1.169)–(1.170) и (1.171)–(1.172). В частности, если функция $\Psi(v,w)$ выпукла по w и вогнута по v, то предлагаемая процедура находит седловую точку $\Psi(v,w)$ на множестве Ω.

ПРИМЕР 6. Пусть

$$n=2,\ n_1=n_2=1,$$
$$f_1(x_1,x_2)=\sin(x_1+x_2),\ x_1\in X^1=[0{,}18],$$
$$f_2(x_1,x_2)=x_1\cos(x_2),\ x_2\in X^2=[0{,}18].$$

В данном примере функция $P(v)$ из

$$x^{*i}\in \underset{x^i\in X^i}{Arg\min}\, f_i\left(x^{*1},...,x^{*(i-1)},x^i,x^{*(i+1)},...,x^{*n}\right),\ i=\overline{1,n}.$$

может быть записана в виде:

$$P(v_1,v_2)=-1-v_1-\sin(v_1+v_2)-v_1\cos(v_2).$$

Равновесие по Нэшу достигается в точке с координатами $v_1^{eq}=\dfrac{\pi}{2}$, $v_2^{eq}=\pi$. Кроме того, существуют и другие точки равновесия, что видно из рис. 1.3, где изображена функция $P(v_1,v_2)$ (точкой равновесия здесь будет любая точка, в которой функция $P(v_1,v_2)$ обращается в ноль).

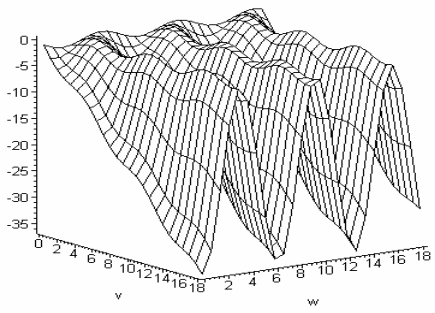


Рис. 1.3. График функции $P(v_1,v_2)$.

ПРИМЕР 7. Рассмотрим некооперативную игру двух лиц со следующими функциями потерь и множествами стратегий:

$$f_1(x_1,x_2)=x_2\sin(x_1+x_2)+0{,}1(x_2-x_1)^2,\ x_1\in X^1=[0{,}10],$$
$$f_2(x_1,x_2)=\sin(x_1x_2)-x_1\cos(x_2)+0{,}1(x_1-x_2)^2,\ x_2\in X^2=[0{,}10].$$

В данном примере не удается выписать явный вид функции $P(v_1,v_2)$.

Стартовой точкой была точка $v_1^0=5$, $v_2^0=5$. При этом соответствующий глобальный минимум по $x=(w_1,w_2)$ в задаче (1.169)–(1.170) достигался в точке $w_1^0=5{,}957$, $w_2^0=6{,}014$. График первой функции-мажоранты $\Psi(v,w^0)$ приведен на рис. 1.4.

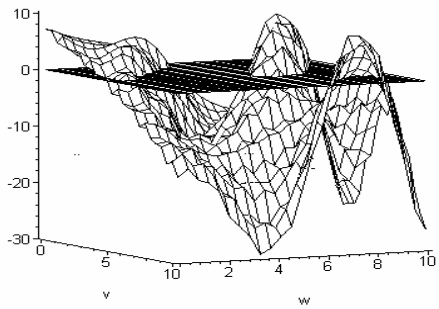


Рис. 1.4. График первой функции-мажоранты $\Psi\left(v, w^0\right)$.

Горизонтальная плоскость соответствует нулевому уровню. Следовательно, точки равновесия принадлежат области, в которой значения первой функции-мажоранты не меньше нуля. Приближенное решение было получено за 10 итераций. Точность полагалась равной $\varepsilon = 0{,}01$. Результаты вычислений приведены в таблице 1.3, в которой k – номер итерации; v и w соответствуют v^k и w^k; f – значения функций потерь; $\Psi(v,w)$ – величины $\Psi\left(v^k, w^k\right) = P\left(v^k\right)$ (если $\left|\Psi\left(v^k, w^k\right)\right| \le \varepsilon$, то получено ε-оптимальное решение); Ψ_k – оптимальное значение, полученное на Шаге 3 (если точка равновесия существует, то эти значения стремятся к нулю).

Таблица 1.3. **Итеративное нахождение равновесия по Нэшу**

k	v	w	f	$\Psi(v,w)$	Ψ_k
0	$v_1 = 5$ $v_2 = 5$	$w_1 = 5{,}957$ $w_2 = 6{,}014$	$f_1 = -4{,}905$ $f_2 = -5{,}692$	-6,326	9,376
1	$v_1 = 3{,}248$ $v_2 = 7{,}597$	$w_1 = 3{,}506$ $w_2 = 5{,}504$	$f_1 = -5{,}880$ $f_2 = -2{,}628$	-3,512	6,561
2	$v_1 = 4{,}609$ $v_2 = 6{,}477$	$w_1 = 4{,}577$ $w_2 = 6{,}427$	$f_1 = -6{,}105$ $f_2 = -5{,}206$	-0,036	3,786
3	$v_1 = 1{,}351$ $v_2 = 3{,}302$	$w_1 = 1{,}519$ $w_2 = -0{,}514$	$f_1 = -2{,}965$ $f_2 = -1{,}469$	-2,263	2,373
4	$v_1 = 5{,}069$ $v_2 = 5{,}992$	$w_1 = 5{,}036$ $w_2 = 5{,}947$	$f_1 = -5{,}897$ $f_2 = -5{,}663$	-0,033	1,524
5	$v_1 = 4{,}192$ $v_2 = 7{,}037$	$w_1 = 4{,}044$ $w_2 = 5{,}732$	$f_1 = -6{,}116$ $f_2 = -4{,}227$	-1,118	1,196
6	$v_1 = 5{,}469$ $v_2 = 5{,}512$	$w_1 = 5{,}485$ $w_2 = 6{,}550$	$f_1 = -5{,}512$ $f_2 = -6{,}112$	-1,236	1,020
7	$v_1 = 4{,}332$ $v_2 = 6{,}802$	$w_1 = 4{,}268$ $w_2 = 6{,}751$	$f_1 = -6{,}141$ $f_2 = -4{,}107$	-0,040	0,920

8	$v_1 = 4{,}824$ $v_2 = 6{,}202$	$w_1 = 4{,}838$ $w_2 = 6{,}194$	$f_1 = -6{,}010$ $f_2 = -5{,}617$	-0,020	0,895
9	$v_1 = 2{,}666$ $v_2 = 8{,}665$	$w_1 = 8{,}515$ $w_2 = -0{,}358$	$f_1 = -8{,}665$ $f_2 = -2{,}399$	-11,116	0,554
10	$v_1 = 5{,}266$ $v_2 = 5{,}768$	$w_1 = 5{,}264$ $w_2 = 5{,}762$	$f_1 = -5{,}724$ $f_2 = -5{,}421$	-0,003	0,498

Предложенная выше методика применялась к решению ряда конкретных задач равновесного программирования, связанных с энергетическим моделированием [366–370].

1.8. Методы решения некорректных задач в системных исследованиях энергетики

Начало 60-х годов прошлого столетия, благодаря основополагающим работам А.Н. Тихонова, М.М. Лаврентьева и В.К. Иванова, ознаменовалось становлением новой математической дисциплины – теория и методы решения некорректно поставленных задач. Такие задачи характеризуются тем, что их решения могут не существовать (в нужных классах) или быть неединственными, а в случае существования и единственности заведомо неустойчивы, так что малые в том или ином смысле погрешности исходных данных приводят к неприемлемо большим погрешностям приближенного решения.

Выяснилось, что множество некорректных задач не у́же множества корректных. Как правило, некорректны так называемые обратные задачи, под которыми понимаются задачи обращения причинно-следственных связей (по известным следствиям, симптомам, измеряемым параметрам восстановить недоступные для прямого измерения характеристики исследуемого объекта). Таковы, например, многие задачи диагностики – в медицине, технике, геологии, астрофизике и т.д. В случае изучения динамических процессов, описываемых системами дифференциальных уравнений (обыкновенных или в частных производных) и набором начальных и краевых условий, каждой прямой задаче можно сопоставить три типа обратных – ретроспективные, граничные и коэффициентные, когда в исходной постановке неизвестны начальные, граничные условия или коэффициенты дифференциальных уравнений, но известны следствия прямой задачи – измеряемые следы (проекции) искомого решения. При моделировании нелинейных динамических систем типа черного ящика задачи идентификации модели по доступным наборам входных-выходных сигналов также, как правило, некорректны. Некорректными являются задачи вычисления значений неограниченных операторов, в частности операторов дифференцирования в естественных функциональных пространствах. Наконец, широчайшим является класс некорректных вариационных задач. Так, всякую некорректную задачу решения уравнения можно свести к задаче минимизации функционала невязки, некорректность которой – следствие отсутствия сильной выпуклости функционала по оптимизируемым параметрам.

К началу 1970-х годов количество работ по некорректным задачам превышало многие сотни, а к концу 90-х и число монографий стало, по-видимому, трехзначным.

Первые работы СЭИ СО АН СССР, которые можно отнести к данной тематике [134, 135], связаны с исследованием устойчивости решения задачи линейного программирования (ЛП):

найти

$$\min(c, x)$$

при условиях

$$Ax = b, \quad x \geq 0,$$

где

$$x \in E^m, \quad b \in E^n, \quad A - \left(n \cdot m\right) \; - \; \text{матрица}, \quad c \in E^m.$$

Основной акцент был сделан на выяснении важного в прикладном отношении вопроса о структуре оптимальных базисов при варьировании коэффициентов функционала (цен на продукцию топливно-энергетического комплекса) и столбца b ограничений на ресурсы. В основу разработанных алгоритмов и программ (написанных еще в кодах БЭСМ-4) положен метод Монте-Карло. Для молодых исследователей важной поддержкой послужило одобрение такого подхода Л.В. Канторовичем.

Вообще задачи конечномерной оптимизации исторически были в СЭИ основным математическим инструментарием при моделировании систем энергетики, при этом нередко слабая чувствительность функционала к поведению минимизирующих последовательностей трактовалась не как следствие некорректности (недоопределенности) постановки оптимизационной задачи, а как свойство, присущее большим системам энергетики. В [136] приведены результаты анкетирования ведущих специалистов СЭИ. Практически все отметили постоянно встречающееся «свойство «пологости» функционала в зоне оптимума». Одним из первых в СЭИ, кто осознал важность введения регуляризующего слагаемого в целевой функционал для обеспечения его сильной выпуклости, был не профессиональный математик, а энергетик Ш.С. Чурквеидзе. Им предложен оригинальный метод решения задачи ЛП, а также задачи минимизации выпуклой сепарабельной функции при линейных ограничениях, названный автором методом вспомогательных функций [92, 137, 138]. Позднее подобная разновидность метода штрафных функций развивалась в работах А.В. Крянева, Б.Т. Поляка, Н.В Третьякова.

К этому времени относится серия работ по итерационным методам решения операторных уравнений

$$A\varphi = f, \tag{1.173}$$

где A – линейный вполне непрерывный оператор, действующий в вещественном гильбертовом пространстве H. В [139] для исследования устойчивости итерационного процесса

$$\varphi_{n+1} = [(1 - \mu\alpha_n)E - \mu A)]\varphi_n + \mu f, \tag{1.174}$$

$$n = 0,1,2,\ldots; \quad \varphi_0 = \mu f; \quad \mu \leq \frac{2}{\alpha_n + \left\|A\right\|_{H \to H}}; \quad \alpha_n > 0, \quad \lim_{n\to\infty} \alpha_n = 0, \tag{1.175}$$

(предполагается, что A неотрицателен и самосопряжен) к возмущениям исходных данных доказана следующая

Лемма. Пусть последовательность неотрицательных чисел z_{n+1} удовлетворяет неравенству

$$z_{n+1} \leq \left(1 - \alpha_n\right) z_n + \omega_n,$$

где

$$1 \geq \alpha_n > 0\,, \;\; \omega_n \geq 0\,, \;\; \lim_{n\to\infty} \alpha_n = 0\,, \;\; \lim_{n\to\infty} \omega_n = 0\,.$$

Тогда для того чтобы

$$\lim_{n\to\infty} z_{n+1} = 0,$$

достаточно выполнения условий

$$1) \qquad \lim_{n\to\infty} \frac{\omega_n}{\alpha_n} = 0;$$

$$2) \qquad \lim_{n\to\infty} \sum_{i=1}^{n} \alpha_i = \infty.$$

Эта лемма, являющаяся дискретным аналогом леммы Я.И. Альбера [140], в дальнейшем сыграла существенную роль в развитии идеологии итеративной регуляризации. В работах [141, 142] рассмотрены методы типа стохастической аппроксимации, когда правая часть (1.173) трактуется как случайная величина со значениями в H, а на $(n+1)$-м шаге в (1.174) вместо f используется среднее из n ее независимых реализаций.

В 1960–1970-х годах в СЭИ, в частности Р.И. Ивановским, интенсивно развивалась тематика, связанная с автоматическим управлением техническими объектами. Рассматривалась и важная в линейной теории автоматического регулирования задача деконволюции свертки

$$\int_0^t K(t-s)x(s)ds = y(t), \quad t \in [0,T], \tag{1.176}$$

заключающаяся в определении входного сигнала $x(t)$ динамической системы по известным, как правило, приближенно выходному сигналу $y(t)$ и переходной (импульсной) характеристике $K(t)$.

Интегральное уравнение Вольтерра I рода

$$Vx \equiv \int_0^t K(t,s)x(s)ds = y(t), \quad t \in [0,T], \tag{1.177}$$

частным случаем которого является (1.176), в свою очередь, можно трактовать как частный случай интегрального уравнения Фредгольма I рода

$$\int_0^T K_1(t,s)x(s)ds = y(t), \quad t \in [0,T], \tag{1.178}$$

если положить в (1.178)

$$K_1(t,s) = \begin{cases} K(t,s), & 0 \le s \le t \le T; \\ 0, & s > t. \end{cases} \tag{1.179}$$

Известно, что уравнение (1.178) с непрерывным на квадрате $[0,T]\times[0,T]$ ядром $K(t,s)$ некорректно поставлено в любых "разумных" функциональных пространствах. В силу этого попытки применить какой-либо квадратурный метод для получения численного решения (1.178) обречены на неуспех – возникающие после дискретизации (1.178) системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) плохо обусловлены, а при стремлении шага квадратуры к нулю число обусловленности матрицы СЛАУ стремится к бесконечности из-за неограниченности обратного к вполне непрерывному оператору Фредгольма.

В случае (1.177) ситуация принципиально иная. Если

$$|K(t,t)| \ge k > 0 \quad \forall t \in [0,T], \tag{1.180}$$

что означает разрыв первого рода ядра $K_1(t,s)$ уравнения Фредгольма на диагонали $s=t$, то оператор Вольтерра, рассматриваемый действующим из $C_{[0,T]}$ в $\overset{\circ}{C}{}^{(1)}_{[0,T]} = \{y(t): y(t) \in C^{(1)}_{[0,T]}, \quad y(0)=0\}$, имеет ограниченный обратный:

$$\left\| V^{-1} \right\|_{\overset{\circ}{C}{}^{(1)}_{[0,T]} \to C_{[0,T]}} \le \frac{1}{k} \mathrm{e}^{k^{-1}KT},$$

где

$$K = \max_{0 \le s \le t \le T} |K_t'(t,s)|.$$

На этот факт внимание автора раздела обратил А.Б. Бакушинский. Он же предложил технику исследования сходимости и устойчивости численных методов решения (1.177). Вообще влияние А.Б. Бакушинского на развитие вольтерровской тематики в СЭИ и, более общо, на развитие "некорректного" направления исследований в академической и вузовской науке Байкальского региона трудно переоценить. Он был в числе лекторов первой и второй Байкальских школ-семинаров по методам оптимизации и их приложениям, организованных СЭИ в 1969 г. в бухте Песчаной и в 1972 г. в Хакусах. Основы теории регуляризующих алгоритмов (РА), которые им тогда интенсивно разрабатывались, остаются актуальными и в настоящее время. Идея рассмотрения итерационного процесса (1.174) как дискретного аналога схемы установления Я.И. Альбера также принадлежит ему.

В работе [143] показано, что при заданных исходных данных в (1.177) с погрешностью, измеряемой в норме L_2, квадратурный метод правых прямоугольников порождает РА, если шаг сетки h трактовать как параметр регуляризации, согласованный с мерой L_2-погрешности δ. Получены оптимальные асимптотические оценки: при $h(\delta) \asymp \delta^{\frac{2}{5}}$ C_h-погрешность сеточного решения имеет порядок $\mathcal{O}(\delta^{\frac{2}{5}})$. Результаты [143] обобщают известные факты о регуляризующем свойстве шага конечно-разностных аппроксимаций в задаче численного дифференцирования эмпирической функции. Анализ иных квадратурных формул приведен в [144]. В частности, установлено, что квадратуры, имеющие порядок аппроксимации $\mathcal{O}(h^p)$, $p>1$, например формулы Грегори и Симпсона, приводят к расходимости численных методов решения уравнения (1.177), так как при $K(t,s) \equiv \mathrm{const}$ соответствующие характеристические уравнения имеют корни, большие единицы. С другой стороны, для квадратуры средних прямоугольников $(p=2)$ регуляризующее свойство процедуры дискретизации сохраняется. В [145] результаты [143] перенесены на более широкий класс уравнений (1.178), когда разрыв I рода на диагонали $s=t$ претерпевает не само ядро $K_1(t,s)$, а его производная по t некоторого порядка *n*. Таким свойством обладают функции Грина краевых задач для обыкновенных дифференциальных уравнений $(n+1)$-го порядка. В [146] получено обобщение [143] на случай систем линейных интегральных уравнений Вольтерра I рода, когда $K(t,s)$ в (1.177) – $(m \times m)$-матрица, $f(t)$ и $\varphi(t)$ – соответственно заданная и искомая вектор-функции. Показано, что если условие (1.180) заменить на

$$|\det K(t,t)| \ge k > 0 \quad \forall t \in [0,T],$$

то квадратуры прямоугольников также порождают РА. Например, в случае средних прямоугольников при $h(\delta) \asymp \delta^{\frac{1}{3}}$, где δ – C-погрешность правой части (1.177), C_h –

погрешность сеточного решения имеет порядок $\mathcal{O}(\delta^{\frac{2}{3}})$. В [147] показано, что если с целью дополнительного подавления влияния C-погрешности исходных данных на устойчивость численного решения ввести традиционный параметр регуляризации $\alpha(\delta)$ по схеме М.М. Лаврентьева–А.М. Денисова, то условие $\alpha = o(h)$ необходимо для сходимости метода квадратур в C_h-норме, поэтому шаг является основным параметром регуляризации, определяющим асимптотику погрешности сеточного решения, а α – вспомогательным.

В цикле работ [148]–[154] рассматривалось n-мерное интегральное уравнение Вольтерра I рода

$$V_n\varphi \equiv \int_0^{t_1} \cdots \int_0^{t_n} K(t_1,...,t_n;s_1,...,s_n)\varphi(s_1,...,s_n)ds_1 \cdots ds_n = f(t_1,...,t_n), \qquad (1.181)$$

$$t,...,t \in \pi = \{t : 0 \le t \le T, i = \overline{1,n}\}.$$

В [148] получена оценка нормы оператора, обратного к оператору V_n, рассматриваемому действующим из C_{π_n} в $\overset{\circ}{C}{}^{(n)}_{\pi_n}$, из которой следует корректность по Адамару уравнения (1.181) на паре $(C_{\pi_n}, \overset{\circ}{C}{}^{(n)}_{\pi_n})$. Кубатурные методы численного решения двумерного уравнения вида (1.181) $(n = 2)$ рассмотрены в [149, 151], а в [150, 152–154] развита техника получения неулучшаемых оценок решений линейных интегральных и разностных неравенств, которые лежат в основе исследования устойчивости решения исходного интегрального уравнения и его сеточных аналогов.

Например, в [150] показано, что неулучшаемая оценка непрерывных решений интегрального неравенства

$$u(t_1,t_2) \le c + m_1 \int_0^{t_1} u(s,t_2)ds + m_2 \int_0^{t_2} u(t_1,s)ds + m_{12} \int_0^{t_1}\int_0^{t_2} u(s_1,s_2)ds_1ds_2, \quad (1.182)$$

где $c > 0$, $m_1 \ge 0$, $m_2 \ge 0$, $m_{12} \ge 0$, $t_1 \ge 0$, $t_2 \ge 0$, имеет вид

$$u(t_1,t_2) \le c\,\mathrm{e}^{m_1t_1+m_2t_2} J_0(2i\sqrt{(m_1m_2+m_{12})t_1t_2}), \qquad (1.183)$$

J_0 – функция Бесселя нулевого порядка, i – мнимая единица.

Неулучшаемость понимается в том естественном смысле, что (1.183) становится точным равенством, если в (1.182) знак $\le$ заменить на =, т.е. мажоранта в (1.183) является точным решением соответствующего уравнения.

Для сеточного аналога (1.182)

$$u_{i_1i_2} \le c + m_1 \sum_{j_1=1}^{i_1-1} u_{j_1i_2} + m_2 \sum_{j_2=1}^{i_2-1} u_{i_1j_2} + m_{12} \sum_{j_1=1}^{i_1-1}\sum_{j_2=1}^{i_2-1} u_{j_1j_2}, \quad i_1 = \overline{2,N_1}, i_2 = \overline{2,N_2}, \qquad (1.184)$$

$$u_{i_1 1} \le c, \quad u_{1i_2} \le c, \quad i_1 = \overline{1,N_1}, \quad i_2 = \overline{1,N_2},$$

неулучшаемая оценка такова:

$$u_{i_1i_2} \le c \sum_{k=0}^{i_1+i_2-2} \sum_{j_1+j_2+j_{12}\le k} \frac{k!}{j_1!j_2!j_{12}!} C_{i_1-1}^{j_1+j_{12}} C_{i_2-1}^{j_2+i_{12}} m_1^{j_1} m_2^{j_2} m_{12}^{j_{12}}, \quad i_1 = \overline{1,N_1}, \; i_2 = \overline{1,N_2}, \quad (1.185)$$

где C_n^m – число сочетаний из n элементов по m

Любопытно, что периодически публикуются исследования, в которых предлагаются "новые" оценки решений неравенства типа (1.182), (1.184). Например, в статье [155] предложены оценки, которые грубее не только (1.183), но и оценки из [148].

В ряде публикаций рассматривалась проблема численного решения (1.177) в случае, когда условие (1.180) не выполняется, но

$$K(t,t)=0, \quad K_t'(t,s)|_{s=t}\neq 0 \quad \forall t\in[0,T]. \tag{1.186}$$

Так, в [156], посвященной деконволюции свертки (1.176) применительно к решению задачи ВИДП (восстановления истинного движения почвы), установлено, что при выполнении (1.186) метод средних прямоугольников имеет порядок сходимости $\mathcal{O}(h)$ на единицу меньше порядка аппроксимации. В [157] для решения той же задачи предложен переход от (1.176), ядро которого формально удовлетворяет (1.180), но в интервале, определяемом реальным шагом цифрования сейсмограммы, обращается в нуль, к уравнению относительно $\dot{x}(t)$:

$$\int_0^t G(t-s)\dot{x}(s)ds = y(t), \quad t\in[0,T], \tag{1.187}$$

где

$$G(t)=\int_0^t K(s)ds.$$

Показано, что применение для численного решения (1.187) блочного метода (иначе – product integration method [158]) вида

$$\sum_{j=1}^{i} m_{i-j+1}\dot{x}^h_{j-\frac{1}{2}} = y(ih), \quad i=\overline{1,n}, \quad nh=T, \quad m_\nu=\int_{(\nu-1)h}^{\nu h} G(s)ds,$$

с последующим переходом к сеточной аппроксимации решения исходного уравнения (1.176) по схеме

$$x_i^h = x_{i-1}^h + hx_{i-\frac{1}{2}}^h, \quad i=\overline{1,n}, \quad x_0^h=0,$$

восстанавливает второй порядок сходимости. При этом, согласно расчетам, квазиоптимальное значение шага сетки как параметра регуляризации близко к реальному шагу цифрования сейсмограммы.

В [159] установлено, что квадратуры трапеций, Симпсона, Грегори II и III порядков, непригодные в случае (1.177) из-за нарушения необходимого условия устойчивости, при выполнении (1.186), напротив, вполне приемлемы и дают порядок сходимости, на единицу меньший порядка аппроксимации.

В цикле статей [160–162] исследованы многошаговые интерполяционные и экстраполяционные методы типа Адамса при условиях (1.177) или (1.186). В [163–165] рассмотрены методы регуляризации двумерного уравнения Вольтерра I рода, сохраняющие, аналогично методикам В.О. Сергеева, А.М. Денисова, Н.А. Магницкого для одномерного случая, свойство вольтерровости регуляризованного уравнения.

Развитию общей схемы построения дискретизационных методов саморегуляризации интегральных уравнений I рода типа Вольтерра посвящены публикации [154, 166]. Основные результаты получены в терминах теории Г.М. Вайникко-Штюммеля регулярной, устойчивой и компактной дискретной сходимости операторов.

К середине 1980-х годов спектр приложений методов регуляризации к задачам энергетики существенно расширился. Так, для решения актуальной задачи краткосрочного прогнозирования (от нескольких часов до двух-трех суток) суммарной нагрузки ЭЭС эффективным оказался подход, связанный с устойчивым суммированием рядов

Фурье [167]. Специфика суммарной нагрузки ЭЭС $z(t)$, трактуемой как случайный процесс с дискретным временем $t = 1, 2 \ldots$ (ч), позволяет представить $z(t)$ в виде

$$z(t) = z_1(t) + z_2(t) + z_3(t), \tag{1.188}$$

где $z_1(t)$ – тренд, вызванный сезонными изменениями нагрузки; $z_2(t)$ – детерминированная составляющая, обусловленная суточным циклом человеческой деятельности; $z_3(t)$ – стохастическая составляющая, связанная со случайными колебаниями нагрузки в отдельных узлах системы, погодными факторами и т.д. В силу ярко выраженной суточной, а также недельной периодичности значений $z(t)$ естественно трактовать данные, полученные с интервалом в один час за q недель как q реализаций случайного процесса недельной длительности, а $z_2(t)$ представить в виде дискретного ряда Фурье:

$$z_2(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{84} \left(a_k \cos\frac{\pi k t}{84} + b_k \sin\frac{\pi k t}{84}\right), \quad t \in \overline{1,168}. \tag{1.189}$$

Для выделения из (1.189) наиболее значимых гармоник в качестве фильтра был использован устойчивый метод А.Н. Тихонова – В.Я. Арсенина суммирования рядов Фурье

$$z_2^{\text{per}}(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{84} \left[\left(1 - \frac{\sigma_{1,k}^2}{\sigma_{1,k}^2 + a_k^2}\right) a_k \cos\frac{\pi k t}{84} + \left(1 - \frac{\sigma_{2,k}^2}{\sigma_{2,k}^2 + b_k^2}\right) b_k \sin\frac{\pi k t}{84} \right], \tag{1.190}$$

где $\sigma_{1,k}^2$, $\sigma_{2,k}^2$ – дисперсии коэффициентов Фурье. Реализация (1.190) позволяет отбросить те гармоники, которые имеют либо малые амплитуды, либо большие дисперсии коэффициентов Фурье. В качестве $z_3(t)$ в (1.188) принята авторегрессионная модель:

$$z_3(t) = \sum_{k=1}^{p} \beta_k \left(z(t-k) - z_1(t-k) - z_2^{\text{per}}(t-k)\right), \tag{1.191}$$

β_k, $k = \overline{1, p}$, определяются по автокорреляционной функции временного ряда $z(t)$ как решение соответствующей СЛАУ p-го порядка.

Опыт эксплуатации реализованной И.Д. Гусевой на базе (1.188)–(1.191) программы "Прогноз" для прогнозирования суммарной нагрузки по Иркутской ЭЭС показал, что оптимальное число слагаемых в (1.190) не превосходит 10, причем основная мощность спектра приходится на 3–4 гармоники. Оптимальное значение p в (1.191) равно двум. При этом средняя погрешность прогноза варьировалась от 1–1,5 до 3–4 % для пиков дневной нагрузки (см. [167]).

С решением существенно некорректной задачи – граничной ОЗТ (обратной задачи теплопроводности) – связан цикл работ второй половины 1980-х годов, инициированный исследованиями коллектива, руководимого Б.П. Корольковым, на уникальной экспериментальной установке СЭИ – высокотемпературном контуре (ВТК). Эти исследования касались, в частности, физико-технического анализа причин, приведших к чернобыльской катастрофе.

При рассмотрении нестационарного закризисного теплообмена в вертикальном кольцевом канале возникает задача определения теплового потока и температуры теплоотдающей поверхности тепловыделяющего элемента (ТВЭЛа) по измерениям температуры внутри стенки. Если принять допущения, что ТВЭЛ является цилиндрическим стержнем бесконечной длины, кольцевое сечение которого имеет внутренний и внешний радиусы $r_{\text{в}}$ и $r_{\text{н}}$ соответственно; осевые перетоки тепла пренебрежимо малы, а мощность внутренних источников тепла и теплофизические свойства материала зависят

от температуры $\theta(r,t)$, то граничная ОЗТ заключается в определении плотности теплового потока

$$u(t) = -\lambda(\theta)\frac{\partial\theta}{\partial r}|_{r=r_н} \tag{1.192}$$

при соблюдении одномерного уравнения теплопроводности в цилиндрических координатах

$$c(\theta)\rho(\theta)\frac{\partial\theta}{\partial r} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\lambda(\theta)r\frac{\partial\theta}{\partial t}\right) + Q_v(\theta), \tag{1.193}$$

$$r_в < r < r_н, \quad 0 < t < T, \tag{1.194}$$

начальном

$$\theta(r,0) = \varphi(r), \quad r_в \le r \le r_н, \tag{1.195}$$

и краевом

$$-\lambda(\theta)\frac{\partial\theta}{\partial r}|_{r=r_в} = 0, \quad 0 \le t \le T, \tag{1.196}$$

условиях, а также дополнительной информации

$$\theta(r_*,t) = g(t), \quad r_в < r_* < r_н. \tag{1.197}$$

В (1.193) c – удельная теплоемкость, ρ – плотность, λ – коэффициент теплопроводности, Q_v – объемный источник тепловыделения. Начальное распределение температуры $\varphi(r)$ в (1.195) считается заданным и определяется из решения соответствующей стационарной задачи.

Для граничной ОЗТ была применена редукция (1.192)–(1.197) к задаче оптимального управления – минимизации по $u(t)$ функционала

$$J(u) = \int_0^T (\theta(r_*,u(t),t) - g(t))^2\,dt, \tag{1.198}$$

где $\theta(r_*,u(t),t)$ – температура в точке $r = r_*$, полученная из решения прямой задачи, когда управление (1.192) задается из некоторого допустимого множества $U = \{u(t) \in L_2, 0 < u_{min} \le u(t) \le u_{max}\}$. Такой подход, детально описанный в работах [168, 169] и предполагающий при реализации градиентных методов минимизации (1.198) использование числа итераций как естественного параметра регуляризации, оказался весьма эффективным. Результаты, полученные Тен Мен Яном как для модельных примеров с известным решением [170], так и для реальных данных [171], показали, что разработанный алгоритм адекватно восстанавливает значение температуры и плотности теплового потока на наружной поверхности ТВЭЛа для всех стадий его разогрева и охлаждения, обусловленных временным прекращением циркуляции теплоносителя.

В 1977 г. В.М. Глушковым публикуется статья [172], развитая в [173, 174] и давшая начало современному направлению в области математического моделирования динамических систем. "Визитной карточкой" интегральных моделей типа В.М. Глушкова являются интегральные операторы Вольтерра с переменными верхним и нижним пределами интегрирования:

$$Vx \equiv \int_{a(t)}^{t} K(t,s)x(s)ds, \quad t \in [t_0,T], \tag{1.199}$$

где, например, применительно к макроэкономике [172] под $x(t)$ понимается количество новых рабочих мест (РМ), создаваемых в момент времени t; $K(t,s)$ – количество новых РМ, создаваемых в момент t на одном РМ, ранее созданном в момент s (производительность труда); $a(t)$ – временная граница сворачивания (отмирания) устаревших РМ, $0 \le a(t) < t$, $a'(t) > 0$. Удобством и универсальностью описания интегральными операторами (1.199) скачкообразного механизма выбывания старых и появления новых элементов системы по сравнению с операторами дифференциальными объясняется широкое применение моделей В.М. Глушкова в приложениях (биологии, медицине, экономике, технике и т.д.).

Важным событием, способствовавшим становлению этого направления в СЭИ, было участие В.В. Иванова в работе VII Байкальской школы-семинара по методам оптимизации и их приложениям, проходившей в бухте Песчаная в 1986 г. Обсуждение с ним различных аспектов применения моделей В.М. Глушкова было весьма плодотворным. В [175] впервые предложена подобная модель для анализа долгосрочных стратегий развития ЕЭЭС СССР, а в [176–178] рассмотрены более детальные модели, учитывающие разделение вводимых мощностей по типам электростанций с учетом механизма наработки ядерного топлива на атомных электростанциях.

Специфика (1.199) потребовала исследовать различные аспекты теории и численных методов решения "неклассических" интегральных уравнений Вольтерра I рода

$$\int_{a(t)}^{t} K(t,s)x(s)ds = y(t), \quad t \in [t_0, T], \tag{1.200}$$

$$x(t) = x^0(t), \quad t \in [a(t_0), t_0), \quad 0 \le a(t) < t, \quad a'(t) \ge 0, \tag{1.201}$$

здесь $x^0(t)$ – заданная функция (предыстория).

В [179, 180] исследован вопрос корректности задачи (1.200), (1.201). В [176] отмечен эффект потери одного порядка сходимости квадратурных методов численного решения (1.200), (1.201) по сравнению с классическим уравнением (1.177) и дана геометрическая интерпретация этого факта, а в [181] предложен алгоритм восстановления порядка сходимости, равный порядку аппроксимации квадратуры.

Обзор результатов, полученных в СЭИ до конца 1980-х годов в области методов решения некорректных задач и их приложений в энергетических исследованиях, опубликован в США [182] в серии, издававшейся под общей редакцией директора СЭИ академика Ю.Н. Руденко.

Начало 1990-х отмечено становлением новой тематики. Ее инициировал ведущий теплофизик СЭИ Э.А. Таиров, возглавивший лабораторию динамики парогенерирующих систем и экспериментальные исследования на ВТК после Б.П. Королькова. Э.А. Таиров обратил внимание автора обзора на серию публикаций в области математического моделирования электро- и теплофизических объектов, трактуемых как нелинейные динамические системы типа черного ящика, с помощью интегро-степенных рядов (полиномов) Вольтерра. Привлекательность этого аппарата заключается в его универсальности. Подобно тому, как, согласно известной теореме Вейерштрасса, всякая непрерывная на отрезке числовой оси функция $f(x)$ может быть аппроксимирована с любой степенью точности $\varepsilon > 0$ полиномом некоторой степени $N(\varepsilon)$, так и, согласно теореме Фреше (континуальному аналогу теоремы Вейерштрасса), всякое непрерывное на компакте $\mathcal{K} \subset C_{[0,T]}$ нелинейное отображение $F(x(t))$, являющееся начальным

($F(x(0)) = 0$) и причинным (вольтерровским), может быть сколь угодно точно аппроксимировано полиномом Вольтерра

$$P_N(x(t)) = \sum_{m=1}^{N} \int_0^t \cdots \int_0^t K_m(t, s_1, ..., s_m) \prod_{i=1}^{m} x(s_i) ds_i, \quad t \in [0, T]. \tag{1.202}$$

В (1.202) ядра Вольтерра K_m, непрерывные по всем переменным и симметричные по $s_1, ..., s_m$, подлежат идентификации по информации об откликах динамической системы на те или иные наборы тестовых возмущений.

Если система стационарна, т.е. K_m зависят лишь от разностей $t - s_i$, $i = \overline{1, m}$, то выражение для $P_N(x(t))$ имеет вид

$$P_N(x(t)) = \sum_{m=1}^{N} \int_0^t \cdots \int_0^t K_m(s_1, ..., s_m) \prod_{i=1}^{m} x(t - s_i) ds_i, \quad t \in [0, T]. \tag{1.203}$$

При $N = 1$ (1.203) дает стандартное представление отклика $y(t)$ линейной динамической системы в виде одномерной свертки (1.176).

Известный своей простотой и алгоритмичностью способ идентификации K_m в (1.203) на основе тестовых сигналов вида [183]

$$x(t) = \sum_{j=0}^{m-1} \alpha_j \delta(t - \omega_j), \quad \omega_j \geq 0, \quad \sum_{j=0}^{m-1} \omega_j \leq t \leq T,$$

где $\delta(t)$ – δ-функция Дирака; α_j – вещественные числа, для многих реальных динамических объектов, не допускающих импульсных возмущений, непригоден. С другой стороны, в линейном случае $K_1(t) = \dfrac{dy(t)}{dt}$, где $y(t)$ – отклик системы на единичную ступеньку $x(t) = \mathrm{e}(t)$, $\mathrm{e}(t)$ – функция Хевисайда.

Обобщение этого подхода на нелинейный случай предложено в [184–188]. В качестве тестовых сигналов для определения K_m введено ($m - 1$)-параметрическое семейство кусочно-постоянных функций

$$x^{\alpha}_{\omega_1, ..., \omega_{m-1}}(t) = \alpha \left(\mathrm{e}(t) + 2 \sum_{k=1}^{m-2} (-1)^k \mathrm{e}(t - \sum_{j=1}^{k} \omega_j) + (-1)^{m-1} \mathrm{e}(t - \sum_{j=1}^{m-1} \omega_j) \right), \tag{1.204}$$

которое сводит проблему идентификации K_m к решению *m*-мерных линейных неклассических уравнений Вольтерра I рода, допускающих явные формулы обращения. Модификации (1.204) для векторного случая изучались в [187–193]. Квадратурные методы численного решения подобных уравнений, обладающие саморегуляризующим свойством, рассматривались в [192, 194–196], а обобщение на нестационарные системы, моделируемые полиномом (1.202) – в [188, 197–202].

Развитый математический аппарат был успешно применен для моделирования переходных процессов теплообмена [189, 195, 196, 203, 204]. Для проверки эффективности предложенной методики использовалась эталонная модель теплообмена с независимым подводом тепла, описываемая системой двух обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ) для рабочей среды и материала теплопроводной стенки. При некоторых допущениях ее решение имеет вид [205]

$$\Delta i(t) = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{\lambda_1 - \lambda_2} \int_0^t (\Delta Q(s) - \frac{Q_0}{D_0} D(s))(\mathrm{e}^{-\lambda_1 \int_s^t D(s_1)ds_1} - \mathrm{e}^{-\lambda_2 \int_s^t D(s_1)ds_1})ds. \qquad (1.205)$$

Здесь $D(t) = D_0 + \Delta D(t)$ – расход теплоносителя (кг/с); $\Delta Q(t)$ – возмущение теплового потока (кВт); D_0, Q_0 – стационарные значения; $\Delta i(t)$ – возмущение энтальпии (кДж/кг) на выходе теплообменника; λ_1, λ_2 – корни характеристического уравнения системы ОДУ.

Формула (1.205) использовалась для набора откликов, позволяющих построить квадратичные полиномы Вольтерра для зависимостей $\Delta i(t)$ от $\Delta D(t)$ (скалярная модель, авторы программной реализации – С.В. Солодуша и Д.В. Худяков) и от $\Delta D(t)$, $\Delta Q(t)$ (векторная модель, автор программы "Динамика" – С.В. Солодуша).

Численные результаты показали существенное улучшение прогностических свойств квадратичной модели по сравнению с линейной для широкого диапазона возмущений по расходу теплоносителя и теплоподводу на входе теплообменника. Аналогичный эффект дали квадратичные модели, построенные по данным натурных экспериментов на ВТК, специально проведенных по предложенной методике.

К концу 1990-х «второе дыхание» обрели исследования по применению моделей В.М. Глушкова в задачах электроэнергетики благодаря подключению к этой тематике заведующего лабораторией развития электроэнергетических систем В.В. Труфанова. Ему удалось наполнить необходимой информацией постановку задачи определения долгосрочных стратегий ввода электрических мощностей с учетом выбывания устаревшего оборудования [206, 207], которая сводится к односекторному варианту модели В.М. Глушкова (1.200), (1.201), где $x(t)$ – суммарный ввод электрической мощности в момент t; $K(t,s)$ – коэффициент интенсивности использования в момент t единицы мощности, введенной ранее в момент s; $y(t)$ – экспертно задаваемая динамика электропотребления; $a(t) = t - c(t)$, $c(t)$ – срок жизни самого старого в момент t энергоблока; $x^0(t)$ – известная динамика ввода мощностей на $[a(t_0), t_0)$.

В [206, 207] рассмотрена также задача оптимального управления сроком службы оборудования $c(t)$:
найти

$$c^*(t) = \underset{c(t) \in C}{\operatorname{argmin}} I(x(t)), \qquad (1.206)$$

где

$$I(x(t)) = \int_{t_0}^{T} \lambda^{t-t_0} \left\{ \int_{t-c(t)}^{t} u_1(t-s) u_2(s) x(s) ds \right\} dt + \int_{t_0}^{T} \lambda^{t-t_0} k(t) x(t) dt, \qquad (1.207)$$

$$C = \{c(t) / \underline{c} \le c(t) \le \overline{c}, \quad c'(t) \le 1, \quad t \in [t_0, T]\}, \qquad \ldots\ldots \qquad (1.208)$$

при ограничениях (1.200), (1.201) на фазовую переменную $x(t)$. В (1.207) $u_1(t-s)$ – коэффициент увеличения в момент t затрат на эксплуатацию мощностей, введенных ранее в момент s; $u_2(t)$ – затраты на эксплуатацию единицы мощности; $k(t)$ – затраты на ввод единицы мощности; λ^{t-t_0} – коэффициент дисконтирования затрат, $0 < \lambda < 1$. Эти функции, а также постоянные $\underline{c}$, $\overline{c}$ считаются заданными. Е.В. Марковой разработан

эвристический алгоритм решения (1.200), (1.201), (1.206)–(1.208) для случая, когда допустимое множество (1.208) состоит из непрерывных кусочно-линейных функций с одной точкой переключения. Найденное $c^*(t) = 36$ (лет) дало на 1,2 % лучшее значение функционала (1.207) для $t \in [2000, 2050]$, чем принятое $c(t) = 40$ (лет). Исследовались также численные методы решения (1.200) в случае $a(t) = q(t - t_0)$, $0 < q < 1$, не требующем задания предыстории [208–210]. Выявлен пилообразный характер погрешности сеточного решения, позволяющий строить подсетку, для которой точность приближения выше, чем в классическом случае.

Результаты 1980-х, 1990-х годов вошли в монографию [211], переизданную за рубежом в 2003 г. [212].

В первое десятилетие XXI в. по всем основным направлениям получены существенные новые результаты. Так, в [213–217] модель (1.200), (1.201), (1.206)–(1.208) обобщена на случай системы интегральных уравнений с разбиением генерирующих мощностей по типам – ТЭС, АЭС и ГЭС. В [214, 218] задача оптимального управления развитием ЭЭС решалась дополнительно методами конечномерной оптимизации. В [219, 220] рассмотрен двухсекторный вариант модели (1.200), (1.201) с выделением специальной подсистемы развития. Возникающая при этом система билинейных неклассических уравнений Вольтерра потребовала разработки специальных численных методов.

В задаче моделирования нелинейной динамики полиномами Вольтерра особое внимание уделялось проблеме повышения точности моделирования за счет оптимизации амплитуд тестовых сигналов вида (1.204) [221, 222]. В [223–227] сформулированы и решены соответствующие минимаксные задачи. В ряде случаев найдены их точные решения, в более сложных – приближенные. Поскольку многомерные уравнения относительно ядер Вольтерра имеют труднопроверяемые условия разрешимости в нужных классах функций, в [228, 229] предложен численный метод идентификации полиномов Вольтерра, основанный на аппроксимации многомерных сверток в (1.203) с помощью product integration method. Программный комплекс реализован В.А. Спиряевым [229]. В иной модификации этого подхода [230] использован отличный от (1.204) набор тестовых кусочно-постоянных возмущений, уступающих (1.204) при одном и том же α в информативности получаемых откликов, но более удобных с точки зрения алгоритмичности. Доработанная М.С. Щербининым на базе этой модификации новая версия ПВК «Динамика» с успехом применена им в 2010 г. на ОАО «Ангарский завод полимеров» для моделирования процесса теплообмена в конденсаторе турбокомпрессора М-1 установки ЭП-300, что уже дало за счет оптимизации производственного процесса заметный экономический эффект.

С данной тематикой органично связано следующее направление исследований. Предположим, ядра Вольтерра K_m в (1.203) тем или иным способом идентифицированы, так что полином $P_N(x)$, аппроксимирующий $y(t) = F(x(t))$, построен. Естественно поставить задачу нахождения такого входного сигнала $x(t)$, которому соответствует желаемый выход $y(t)$. Это типичная задача автоматического управления, связанная с поиском функции времени $x(t)$, удовлетворяющей интегральному уравнению $P_N(x(t)) = y(t)$.

Например, при $N = 2$ в (1.203) это уравнение имеет вид

$$\int_0^t K_1(t,s)x(s)ds + \int_0^t \int_0^t K_2(t,s_1,s_2)x(s_1)x(s_2)ds_1 ds_2 = y(t), \quad t \in [0,T]. \qquad (1.209)$$

Сколько-нибудь развитой теории подобных уравнений, по-видимому, не существует. Не существует даже их общепринятого названия, хотя при $K_2 \equiv 0$, что соответствует $N = 1$, (1.209) переходит в стандартное линейное одномерное уравнение Вольтерра I рода (1.177).

В [231–235] уравнение (1.209) трактуется как билинейное (при $N = 3$ – трилинейное, при произвольном N в (1.203) – N-линейное) уравнение Вольтерра I рода. Особенностью таких уравнений является полиномиальное вхождение в многомерные интегралы искомой функции одной переменной $x(t)$. Принципиальное отличие (1.209) от (1.177) заключается в том, что вещественное непрерывное решение (1.209) в общем случае носит локальный характер, т.е. оно существует лишь при достаточно малом $T > 0$, тогда как в случае (1.177) существование такого решения гарантировано для любого $T < \infty$. В [232–235] для этого класса уравнений введены так называемые мажорантные задачи Коши и мажорантные интегральные уравнения Вольтерра I и II рода. Оказалось, что их решения выражаются в терминах двух вещественных ветвей функции Ламберта $W(z)$ (эта функция, являющаяся обратной к функции $z = W \exp W$, стала широко известной благодаря разработчикам системы компьютерной алгебры MAPLE [236, 237]) и играют в теории полилинейных уравнений типа (1.209) ту же роль, что и экспоненциальная функция в линейной теории. В терминах $W(z)$ и других "ламбертоподобных" функций выражаются неулучшаемые оценки непрерывных решений нелинейных интегральных неравенств вида

$$\psi(t) \le a_0 + \sum_{i=1}^{N} a_i \left(\int_0^t \psi(s)ds \right)^i + \sum_{i=1}^{N-1} b_i \psi(t) \left(\int_0^t \psi(s)ds \right)^i, \quad t \in [0,T],$$

где $\psi(t) \ge 0$, $a_0 > 0$, $a_i \ge 0 \ \ \forall i = \overline{1,N}$, $b_i \ge 0 \ \ \forall i = \overline{1,N-2}$, $b_{N-1} > 0$, $N \ge 1$, возникающих при анализе устойчивости решений полилинейных уравнений [235, 238, 239].

С мажорантными интегральными уравнениями оказались связаны некоторые задачи управления численностью популяций. Так, если в простейшую модель Мальтуса

$$\dot{x}(t) = kx(t), \quad x(0) = \varepsilon > 0, \quad t > 0,$$

описывающую при $k > 0$ экспоненциальный рост начальной численности ε:

$$x(t) = \varepsilon \mathrm{e}^{kt},$$

ввести управление $u(t) \equiv ct$, $c > 0$, совпадающее с правой частью мажорантных уравнений [234, 235], так что

$$\dot{x}(t,u) = kx(t,u) - ct,$$

то при $c > \varepsilon k^2$ момент времени T^*, при котором популяция исчезает, т.е. $x(T^*, u) = 0$, выражается через вторую вещественную ветвь функции Ламберта [240]. Аналогичные результаты получены и для иных моделей [241, 242]. В [243] рассмотрен алгоритм численного решения (1.209), а в [244] дано доказательство сходимости метода правых прямоугольников для (1.209) и выявлен эффект погранслоя ошибок сеточного решения вблизи границы области существования точного решения. Алгоритм численного решения системы двух билинейных уравнений, которая соответствует черному ящику с двумя входами и двумя выходами, предложен в [245–247].

В последнее время интенсивно развивается новое направление в области анализа временных рядов, связанное с использованием преобразования Гильберта–Хуанга [248], которое можно трактовать как некоторое обобщение фурье-анализа, при котором коэффициенты Фурье сами являются функциями времени. Использование этого аппа-

рата в сочетании с нейросетевым подходом оказалось весьма эффективным в задаче прогнозирования цен на электроэнергию [249].

Резюмируя изложенное, можно отметить, что работы СЭИ–ИСЭМ в области методов решения (слабо)некорректных задач и их приложений хорошо известны отечественным и зарубежным специалистам. «Визитной карточкой» исследований коллектива математиков лаборатории неустойчивых задач вычислительной математики является трактовка дискретизации (конечномеризации) исходных слабонекорректных бесконечномерных задач (в первую очередь – интегральных уравнений I рода типа Вольтерра) как саморегуляризующей процедуры, в которой роль естественного параметра регуляризации играет шаг сетки, согласованный с погрешностью исходных данных. Исследования были поддержаны четырьмя трехгодичными грантами Российского фонда фундаментальных исследований. Методы и алгоритмы решения различных классов интегральных уравнений, разработанные в институте, вошли в справочную литературу, фундаментальные обзоры (см., например, [250–253]. Все это способствовало созданию имиджа СЭИ–ИСЭМ как академического института, прочно занявшего свою нишу в интенсивно развивающейся области прикладной математики.

1.9. ИТ-инфраструктура системных исследований в энергетике

Информационные технологии и этапы развития вычислительной техники. Несмотря на то что термин «информационные технологии» (ИТ) получил широкое распространение только в 1990-х годах [250–252], работы по формированию информационных технологий системных исследований в энергетике начались практически одновременно с развитием и становлением самих исследований энергетики. Уровень информационных технологий определялся уровнем вычислительной техники (которая была передовой для своего времени), используемыми математическими методами и моделями и уровнем существующего программного и информационного обеспечения.

Уже в 60-х годах, при формировании стратегии развития института, Л.А. Мелентьев предвидел перспективы развития вычислительной техники и уделял этому достаточно большое внимание. Первая в СЭИ ЭВМ – БЭСМ-2 – появилась уже в 1961 г., всего через год после создания института и использовалась для инженерно-технических расчетов. Ограниченные ресурсы ЭВМ позволяли разрабатывать автономные программы, обрабатывающие небольшие массивы данных, и главной проблемой было написание эффективной программы с максимальной экономией памяти ЭВМ; программирование осуществлялось в кодах ЭВМ или с использованием Ассемблера (приближенного к машинным кодам). Достижением этого периода являлось то, что были разработаны постановки оптимизационных задач и заложены основы численных методов оптимизации для задач большой размерности.

В конце 1960-х – начале 1970-х гг. вычислительная база института была представлена двумя ЭВМ БЭСМ-4, с внешней памятью на магнитных лентах, которые коммутировались вручную перед началом вычислений (устанавливалось соответствие физических номеров магнитофонов и их логических номеров, используемых программой). От программирования в машинных кодах стали переходить к первым языкам программирования – появились трансляторы для языков Алгол, Фортран, Эпсилон, Альфа. Технология обработки данных оставалась прежней: использовались отдельные массивы и файлы данных. Тем не менее уже на БЭСМ-4 появились первые прототипы программных комплексов, например для прогнозных исследований ТЭК, для исследования режимов ЭЭС (СДО) и др. Основной упор в то время делался на реализацию математических моделей и разработку соответствующих алгоритмов. Были созданы эффективные

реализации численных методов линейного и нелинейного программирования, решения систем алгебраических уравнений большой размерности.

Мощным стимулом развития информационных технологий системных исследований стала отечественная ЭВМ нового поколения БЭСМ-6 (начало 1970-х) – в то время институт был единственным в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке обладателем вычислительной техники такого уровня и имел внешних пользователей не только в Иркутске, но и в других городах Сибири и Дальнего Востока.

Расширение контактов с внешними заказчиками (в первую очередь энергопредприятиями) привело к необходимости приобретения ЕС ЭВМ (конец 1970-х – начало 1980-х). Работа с ЕС 1033 была «шагом назад» для пользователей БЭСМ-6, где в то время уже имелись возможности диалогового режима и использования графопостроителя. Впоследствии появились более усовершенствованные ЭВМ этой серии, тем не менее БЭСМ-6 оставалась ведущей ЭВМ в научных исследованиях вплоть до массового внедрения персональных ЭВМ (вычислительный парк института в конце 80-х годов включал три совместно работающие БЭСМ-6). Таким образом, развитие информационных технологий системных исследований энергетики прошло те же технические этапы, что и все мировое сообщество.

Эксплуатация ЭВМ класса БЭСМ и ЕС ЭВМ соответствовала этапу использования «больших машин» (так называемых мэйн-фреймов (main frame)). Уже при использовании БЭСМ-6 применялся доступ к централизованным мощностям большой машины с удаленных терминалов пользователя в диалоговом режиме (1970-е годы), затем этот режим работы получил развитие на ЕС ЭВМ (1980-е годы).

В конце 1980-х годов началось «разукрупнение»: от централизованных вычислительных мощностей начали переходить к использованию персональных компьютеров – ПК (девиз, характерный для начала 1990-х годов: «Персональный компьютер – это БЭСМ-6 на Вашем письменном столе»). В табл. 1.4 представлена эволюция средств вычислительной техники института и тенденций ее использования для решения задач исследования систем энергетики.

Таблица 1.4. **Эволюция средств ВТ в СЭИ – ИСЭМ**

Годы	Аппаратная платформа	Программная платформа	Этапы осознания проблем и начала работ по их решению
1961-1969	БЭСМ-2, 4000 электронных ламп, 10000 операций/с, ОЗУ 4К 45-разрядных слов, ВЗУ 160 Кб	Машинный код	• Увеличение быстродействия машины с 10 до 20 тыс. операций/с • Освоение программирования • Математические постановки: - решения систем линейных и нелинейных алгебраических уравнений; - задач линейного программирования; - задач нелинейного программирования • Формирование понятия «математические модели систем энергетики»
1966-1977	БЭСМ-4, полупроводники, 20000 операций/с ОЗУ 16К 45-разрядных слов, ВЗУ 3 Мб	Машинный код, Автокод, АЛГОЛ-60	• Разработка «Системы прерывания задач» • Математические постановки: - решения вероятностно-стохастических задач; - учета неопределенности информации; - прогнозирования случайных процессов • Разработка математических решателей • Разработка прикладных программ и баз данных

			• Разработка универсальных решателей • Постановки задач вычислительных экспериментов
1972-1994	БЭСМ-6, полупроводники, микросхемы, 1000000 операций/с, ОЗУ 128К 48-разрядных слов, ВЗУ 1,5 – 850 Мб, терминальная сеть	Машинный код, Алгоритмические языки, ОС «ДИСПАК»	• Создание многоуровневой памяти и ее наращивание • Создание двух- и затем трехпроцессорного комплекса с общей периферией • Модернизация и наращивание оперативной и внешней памяти • Замена и наращивание периферии • Создание терминальной сети • Модернизация и развитие ОС «ДИСПАК» • Совершенствование технологии пакетного решения задач большой размерности • Освоение диалогового он-лайнового доступа • Решение задач исследования операций • Создание фонда алгоритмов и программ • Стандартизация интерфейсов прикладных программ • Постановки задач виртуализации баз данных • Постановки задач поддержки принятия решений • Постановки задач имитационных экспериментов • Автоматизация вычислительных экспериментов
1980-1994	Малые ЭВМ «Саратов», «Электроника», «Днепр», средства «КАМАК»	Автокод, специализированные языки, Операционная система	• Сопряжение с управляемыми объектами, создание цифро-аналого-физических комплексов • Разработка аналого-цифровых и цифро-аналоговых преобразователей • Системы управления технологическим процессом (физическим экспериментом), • Технологии сетевой обработки данных
1992-1998	Локальные ПЭВМ, ЛВС низкой пропускной способности	DOS, Windows 95, Алгоритмические языки, Базовое ПО	• Перенос пакетов программ на новую платформу • Создание кроссплатформенных программных пакетов • Освоение возможностей базового ПО
1996-2009	Локальные ПЭВМ, ЛВС большой пропускной способности, Мощные серверы	Windows, Linux, Алгоритмические языки, Широкий спектр базового ПО, Виртуальная среда, Интернет	• Создание инфраструктуры новых ИТ • Виртуализация баз данных • Виртуализация специализированных приложений • Создание виртуальных центров обработки данных для исследований систем энергетики

Отметим, что с течением времени функции ИТ-специалистов, специфика их работы и требования к их квалификации значительно менялись в соответствии с тем, как изменялась вычислительная инфраструктура. Для ламповых ЭВМ гарантированное время бессбойной работы не превышало 10 мин, и увеличилось с переходом на полупроводники. Основной функцией ИТ-специалистов (электронщиков) было восстанов-

ление работы в случае сбоя и количественное наращивание основных параметров ЭВМ, таких как объем памяти, число подключенных периферийных устройств и быстродействие. С введением пакетного режима решения задач появилась функция административного управления пропуском пакетов. Длительность решения прикладных задач превышала лимит времени бессбойной работы, что приводило к конфликтам между пользователями ЭВМ и ИТ-специалистами. Системное программное обеспечение (операционные системы, трансляторы и т.п.) было призвано разрешить эту ситуацию, но на стадии разработки, когда, например, ОС ДИСПАК обновлялась ежемесячно, в конфликте участвовали уже три стороны: электронщики, системные программисты и пользователи. От противостояния ИТ-специалистов и пользователей ЭВМ к их сотрудничеству удалось перейти только при появлении отказоустойчивых ЭВМ с относительно стабильным системным программным обеспечением. С момента появления ПК происходит постоянное наращивание их вычислительных мощностей и одновременно, с начала 1990-х годов, совершается переход к их объединению на качественно иной основе: объединение сначала в локальные вычислительные сети, а затем подключение к глобальной вычислительной сети (Internet).

Сейчас практически весь парк персональных компьютеров института объединен в локальную сеть, имеющую выход в Internet.

В свою очередь, это выдвинуло новые требования к информационным технологиям исследований, что обусловило необходимость перехода от реализации отдельных пакетов прикладных программ к разработке методических основ построения информационных технологий и инструментальных средств для системных исследований энергетики [257]. Сформировавшееся в рамках этого подхода и уже устоявшееся в институте представление о компонентах информационной технологии системных исследований в энергетике [258] иллюстрирует рис. 1.5.

Рис. 1.5. Составляющие информационной технологии системных исследований в энергетике.

Информационная технология системных исследований энергетики как научное направление. В середине 1990-х годов в СЭИ активно дискутировались вопросы о составе и самом определении информационной технологии научных исследований, что перекликалось с общими дискуссиями в области информационных технологий.

Еще в середине 1980-х годов выдвигался [254], а в 1990-х годах активно отстаивался специалистами в области информационных технологий тезис, что в современном

мире осуществляется переход от эры компьютеризации и информационных управляющих систем к эре информационных технологий и стратегических информационных систем [255, 256]. С. Альтер выделял следующие основные составляющие стратегических информационных систем:

- техническое обеспечение, сети связи;
- общие и электронные вычислительные средства;
- методы и модели;
- программное обеспечение и пакеты прикладных программ;
- интегрированные базы данных и знаний;
- интеллектуальные системы.

Им же был сформулирован тезис о взаимовлиянии технологических изменений и практики работы, который можно трактовать через противоречия, возникающие при появлении новых информационных технологий.

Известно, что всегда имеется противоречие между существующей технологией, используемой в практике работы, и ограничениями, на которые выходят пользователи этих технологий (например, по вычислительным ресурсам, размерностям модели, объему базы данных, возможностям программного комплекса и др.). Потиворечие разрешается через формулирование требований к новым информационным технологиям, далее следует разработка или поиск на информационном рынке технологий, отвечающих этим требованиям.

В то же время новые технологии, предлагая более широкие возможности, стимулируют новые постановки задач и, таким образом, способствуют развитию самих системных исследований энергетики (появлению ГИС-технологий, технологии искусственных нейронных сетей и др.). При этом возникает противоречие между требованиями новых информационных технологий и уровнем существующих (например, разработанных ранее пакетов прикладных программ, не ориентированных на появление новых операционных систем, инструментальных средств, работу в сети и т.д.).

Очевидно, что развитие информационной технологии исследований должно осуществляться через диалектическое разрешение этих противоречий: с одной стороны, необходимо опережающее исследование новых информационных технологий (отслеживание информационного рынка, апробация и адаптация новых технологий, макетные реализации, позволяющие исследователям-энергетикам оценить преимущества новых технологий). С другой стороны, требуется разумное следование тенденциям развития информационных технологий, умение отличить зарождающиеся тенденции, которые станут в ближайшее время определяющими в мире компьютерных технологий, от конъюнктурных направлений, часто являющихся следствием конкуренции ведущих компьютерных фирм.

Следует заметить, что для современного этапа развития ИТ характерно многоаспектное использование термина «информационные технологии». Оно базируется на изначальной двойственности самого термина «технология» (с одной стороны, как совокупности способов, приемов и методов выполнения какой-то деятельности, а с другой – как научной дисциплины, изучающей и разрабатывающей эти способы, приемы и методы). Сейчас терминологическая неоднозначность усугубляется еще и тем, что данный термин используется не только в «большом» (например, рассмотрение информационной технологии исследований энергетики как суммы технологий: комплексной технологии содержательных исследований, технологии вычислительного эксперимента и технологии разработки инструментальных средств [257]). В последнее время он применяется к конкретным информационным технологиям: технологии баз данных, нейросетевым, ГИС-технологии и др. Как следствие, появляется проблема интеграции конкретных информационных технологий для построения информационной технологии сис-

темных исследований в энергетике. Таким образом, усложнение проблемы информационных технологий, как объективное, так и обусловленное спецификой системных исследований энергетики, привело к необходимости существования и развития в ИСЭМ СО РАН научного направления «Информационные технологии в энергетике».

Следует отметить два подхода к развитию этого направления. Прежде всего, насущные потребности научных исследований ставят задачи создания и модификации инструментальных средств, развития технологии вычислительных экспериментов, т. е. возникают новые конкретные прикладные задачи, которые выполняются, как правило, самими специалистами-энергетиками с привлечением прикладных и системных программистов. Практические результаты этих разработок впоследствии обобщаются в диссертационных работах, статьях и монографиях, но, как правило, с точки зрения энергетических приложений (например, [14, 15]).

В то же время необходимо обобщение опыта решения прикладных задач с точки зрения «Информационных технологий в энергетике» как научного направления (возможно, как составляющей соответствующей научной дисциплины [258–260]), с целью выхода на методические результаты, учитывающие специфику системных исследований в энергетике. Кроме того, необходимы регулярное отслеживание и анализ тенденций развития вычислительных, сетевых и инструментальных средств для формирования и корректировки стратегии развития информационных технологий в институте. Эта деятельность осуществляется силами как специальных научных подразделений, так и регулярно организуемых институтом заседаний Всероссийского и межинститутского семинаров «Информационные технологии в энергетике». На этих семинарах обсуждаются практические и научно-методические результаты, полученные в области информационных технологий.

Основные концептуальные направления, в рамках которых развивались информационные технологии исследований энергетики. Как правило, информационные технологии системных исследований в энергетике развивались в рамках одной из концепций, преобладавших в то время в этой области. Справедливости ради, следует отметить, что эти концепции не накладывали особых ограничений на реализацию программно-инструментальных средств исследований, скорее последние выступали в роли прообразов или прототипов соответствующих систем очередной концепции.

Так, в 1970-х – начале 1980-х годов использовалась концепция автоматизированных систем научных исследований (АСНИ). Более того, институт принимал активное участие в разработке автоматизированной системы плановых расчетов (АСПР) для руководящих органов страны, а также автоматизированных систем диспетчерского управления электроэнергетическими системами (АСДУ), опираясь на разработанные к тому времени сотрудниками института математические методы и модели [261–264].

Разработка средств автоматизации энергетических исследований в институте начиналась с создания первых экономико-математических моделей для оптимизации топливно-энергетического баланса страны, моделей автоматизации развития электроэнергетических и трубопроводных систем, моделей управления функционированием (оптимизации режимов) электроэнергетических систем. Основными целями разработок являлось:

- создание приемлемых условий для проведения расчетов на ЭВМ и избавление исследователей от рутинной работы (в первую очередь преодоление влияния таких факторов, как низкое быстродействие и частые сбои ЭВМ);
- внедрение в практику планирования и управления предлагаемых методов и моделей, в том числе создание возможностей для пользователя, не знакомого с математическими методами и программированием, задавать исходную информацию и получать результаты расчетов в виде принятых в практике документов;

• совершенствование самого инструмента (методов, моделей и вычислительного аппарата), т.е. переход к иерархии моделей, динамическим постановкам оптимизационных задач, учету многокритериальности в оптимизационных задачах, разработке имитационных систем с отображением вычислительного процесса на экране дисплея [265].

На примере исследований развития топливно-энергетического комплекса страны можно показать основные этапы разработки средств автоматизации системных исследований в энергетике:

– автоматизация исследований с использованием линейно-программных оптимизационных моделей;

– автоматизация проектных и предплановых оптимизационных расчетов;

– разработка имитационных систем .

Направление, связанное с разработкой имитационных систем для исследований энергетики, активно развивалось в 1980-х годах (с 1980 по 1992 г. проводился регулярно действующий семинар по этой тематике под руководством И.А. Шера [266–269]), были разработаны имитационные системы для исследований направлений развития ТЭК [49], долгосрочного развития энергетики с учетом внешних связей [270] и др.

В 1980-х годах стала преобладать концепция автоматизированных рабочих мест (АРМ) специалистов (см., например, [267]). По сути дела, большинство развитых информационно-программных комплексов, разрабатываемых в институте, можно считать прообразами или версиями таких АРМ для специалистов-исследователей или специалистов-энергетиков.

В конце 1980-х – начале 1990-х гг., с распространением технологии систем искусственного интеллекта, получила развитие концепция систем поддержки принятия решений (СППР). Сейчас наблюдается очередной виток развития этой концепции, обусловленный появлением новых сетевых возможностей и технологий аналитической обработки данных (Data Ware House, Data Mining, OLAP и др. [272–274]). Согласно этой концепции, разрабатываемые в институте программно-инструментальные средства и базы данных можно рассматривать как элементы или прообразы стратегических СППР [275], наряду с которыми развиваются и так называемые оперативные СППР – информационные системы руководства, в первую очередь в плановом отделе, отделе кадров, бухгалтерии и др.

В организационной деятельности института, по мере развития локальной вычислительной сети, наблюдается переход к «безбумажной» технологии: передача информации в ученый секретариат, между отделами, распространение информации (объявления) по сети или электронной почтой (e-mail).

Программное обеспечение системных исследований энергетики. Развитие программного обеспечения в институте соответствует этапам, характерным для мирового компьютерного сообщества. В 1970-х годах с появлением БЭСМ-6 совершился переход от отдельных программ, разрабатывавшихся для ЭВМ БЭСМ-2 и БЭСМ-4, к пакетам прикладных программ (ППП), как правило, проблемно-ориентированным, обладавшим достаточно сложной структурой и широким спектром интерфейсных функций.

Следует заметить, что в то время было найдено большинство модельно-алгоритмических решений, которые легли в основу разработанных ППП и в ряде случаев до сих пор являются интеллектуальной ценностью и составляющей стратегических информационных ресурсов института [276–278 и др.]. В дальнейшем, по мере смены технической базы (ЕС ЭВМ, ПК разных модификаций) появлялись новые версии ППП, ядром которых оставались уже проверенные вычислительные алгоритмы. Они, в свою очередь, пополняли внутренний фонд алгоритмов и программ института (ФАП СЭИ) и были доступны для тиражирования и использования в других приложениях внутри института [279].

В 1980-х годах, в связи с усложнением работы с данными и появлением технологии баз данных, в институте был принят и какое-то время рекомендовался в качестве внутреннего стандарта термин «программно-вычислительный комплекс» (ПВК), под которым понимался пакет прикладных программ, использующий базу данных (БД) – внутреннюю базу пакета или БД на основе универсальной системы управления базами данных (СУБД). Был разработан ряд программно-вычислительных комплексов: исследований гидравлических систем (СОСНА)[280], оптимизации производственной структуры ТЭК (ЭНЕРГИЯ) [281], оптимизации установившихся режимов ЭЭС (СДО-5) [282], исследования перспектив развития угольной промышленности [283], оптимизации структуры ЕЭС (СОЮЗ) [284], исследований живучести систем газо- и нефтеснабжения (ГАЗЕЛЬ и НЕФРИТ) [285, 286 и др.].

Сейчас необходимость в специальном термине отпала, так как практически все программные разработки связаны с базами данных, но термин по инерции до сих пор используется.

1970–1980-е годы явились периодом активного развития программного обеспечения системных исследований в энергетике еще и потому, что это время совпало с энергетичным развитием технологии программирования в нашей стране, а также благодаря тесным связям института с ведущими научными организациями страны: ВЦ СО АН СССР (Новосибирск), ВЦ АН СССР (Москва), ИПМ АН СССР (Москва), Институт ядерной физики им. Курчатова АН СССР (Москва), Федеральный ядерный центр (г. Снежинск, ранее Челябинск-70) и др. Регулярные контакты с ведущими специалистами страны и участие в семинарах и конференциях соответствующего профиля содействовали тому, что уровень разрабатываемого в институте программного обеспечения был достаточно высок.

Практически все создаваемое в институте программное обеспечение можно разбить на два класса, связанных:

– с решением задач развития энергетики (развитие ТЭК и отраслевых систем энергетики);

– с задачами функционирования систем энергетики (в первую очередь электроэнергетических и гидравлических систем).

Первый класс задач, результатами решения которых являются, как правило, рекомендации для вышестоящих органов, имеет преимущественно исследовательский характер,. Все этапы исследований, включая подготовку данных, вычислительный эксперимент и, особенно, интерпретацию результатов, весьма сложны, в силу чего разработанные для этих целей программные комплексы эксплуатируются в основном самими разработчиками.

Второй класс задач в большей степени связан с решением не только исследовательских, но и производственных задач и зачастую ориентирован на требования и возможности заказчиков. Соответствующие программные средства передаются производственным организациям.

К середине 1990-х годов для решения задач развития и функционирования систем энергетики были созданы (и продолжают использоваться) следующие программно-инструментальные средства (объединены в шесть групп по областям применения) [287].

1. ПВК «Расстановка ТМ-Д» для информационного обеспечения при управлении ЭЭС, включающие: диалоговый комплекс программ выбора измерений в ЭЭС (И.И. Голуб); ПВК ОЦЕНКА для оценивания состояния режимов ЭЭС (Ю.А. Гришин, И.Н. Колосок, Л.В. Эм); автоматизированную систему АСКО-03 для контроля электрического оборудования и аппаратуры РЗА подстанций высокого напряжения (Н.А. Чернышев, Р.Н. Кузьмин, А.Л. Ракевич).

2. ПВК АНАРЭС для комплексного анализа режимов при функционировании ЭЭС: анализа электрических режимов и надежности ЭЭС (Ю.Н. Кучеров, А.Е. Ушаков, Е.И. Ушаков, О.М. Кучерова, А.Ю. Гришин, А.В. Погребняк); ПВК СДО-6 для исследования режимов ЭЭС (В.Е. Артемьев, О.Н. Войтов, В.А. Мантров, Б.Г. Насвицевич, Л.В. Семенова); программные средства комплексного исследования динамических свойств сложных неоднородных ЭЭС (О.А. Агарков, Н.И. Воропай, Д.Н. Ефимов, А.М Кроль, О.Г. Некряченко, Д.Б. Попов); программный комплекс ГАРМОНИКИ для исследования режимов на высших гармониках ЭЭС (Л.И. Коверникова, С.С. Смирнов).

3. ПВК для планирования развития и исследования надежности ЭЭС: СОЮЗ – для оптимизации структуры ЭЭС (В.В. Труфанов, В.А. Ханаев); ЯНТАРЬ – для оценки надежности сложных ЭЭС (Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева); пакет прикладных программ РЕЗЕРВ – для планирования ремонтов оборудования ЭЭС (Г.А. Федотова, Л.М. Лебедева).

4. Программные средства для комплексного исследования трубопроводных и других гидравлических систем: ДИМОС – диалоговый вычислительный комплекс многоконтурной оптимизации тепловых систем (Т.Б. Ощепкова); ДИСИГР – диалоговая вычислительная система (ДВС) для анализа гидравлических режимов тепловых сетей (Н.Н. Новицкий, В.В. Шлафман); ДИТЕГР – ДВС для расчета и анализа теплогидравлических режимов теплоснабжающих систем, имеющих промежуточные ступени регулирования (З.И. Шалагинова, В.Г. Сидлер, В.В. Токарев); ДИУДАР – ДВС для расчета и анализа нестанционарных режимов в системах теплоснабжения с водяными тепловыми сетями (В.Г. Сидлер, Л.Е. Сидлер), ППП расчета потокораспределения в гидравлических сетях с нефиксированными отборами (В.Р. Чупин, М.В. Малевская, Н.Н. Новицкий, С.А. Буланов). Развитие этих программных средств в последнее время выполняется под руководством В.А. Стенникова и Н.Н. Новицкого при активном участии А.В. Алексеева и др.

5. Программные средства для исследований теплосиловых систем: большую роль в их развитии сыграла Система машинного построения алгоритмов и программ (СМПП) для моделирования теплоэнергетических установок непрерывного действия (В.Г. Карпов, В.В. Эпельштейн, Л.С. Попырин и др.), версия для ПК разработана С.К. Скрипкиным под руководством А.М. Клера; программное обеспечение для исследований теплоэнергетических систем сейчас осуществляется при активном участии А.С. Максимова; тренажер оператора теплоэнергетического оборудования (Э.А. Таиров, В.И. Панов, Д.В. Худяков, А.М. Клер, В.В. Запов).

6. Программные комплексы для исследований развития энергетики: информационно-вычислительная система для оптимизации развития ТЭК страны (В.Ф. Аношко, В.Н. Тыртышный). Под руководством Л.Д. Криворуцкого разработаны несколько версий ПВК для исследований направлений развития ТЭК: для ЭВМ БЭСМ-6 – Г.Н. Волошиным, В.М. Грищенко Н.А., Дранишниковым, Л.В. Массель и др.; для ЕС ЭВМ – ПВК ЭНЕРГИЯ с учетом требований живучести (Г.Н. Антонов); начиная с 1990-х годов, распределенные версии этого ПВК (с учетом требований энергетической безопасности) разрабатывались лабораторией информационных технологий в энергетике под руководством Л.В. Массель: первая версия – А.Р. Ершовым, Н.Н. Макагоновой и др., вторая версия – Е.А. Болдыревым, современная версия мультиагентного программного комплекса – молодыми сотрудниками В.Л. Аршинским и Д.А. Фартышевым.

Кроме того, следует отметить систему имитационного моделирования, реализующую язык системной динамики DYNAMO (И.В. Мокрый), замкнутую инструментальную универсальную среду программирования ЗИРУС (Н.В. Абасов) и реализованную в этой среде гибридную информационно-прогностическую систему ГИПСАР (Н.В. Абасов, А.П. Резников) [288, 289]. В настоящее время Н.В. Абасовым разрабатывается новая версия универсальной среды программирования СПИКОМ.

Проблемы разработки современного программного обеспечения. До начала 1990-х годов необходимость модификации программных комплексов определялась, как правило, сменой поколений ЭВМ. Сейчас эта необходимость диктуется скорее сменой базового, или штатного, программного обеспечения: например, сменой операционных систем (переход от дисковой операционной системы (DOS) к многооконной графической (Windows) или открытой операционной системе LINUX), в связи с чем появилась проблема переноса программного обеспечения с одной платформы на другую (проблема унаследованного программного обеспечения – *legasy systems*).

Для решения этой проблемы, а также в связи с распространением тенденции перехода к работе в глобальных сетях возникла концепция *открытых информационных систем* (ОИС), в основе которой лежит необходимость соблюдения при разработке специализированных приложений стандартов Интернет. ОИС должны удовлетворять следующим требованиям (или иметь следующие основные свойства):

- *расширяемость / масштабируемость:* обеспечение возможности добавления новых функций или изменения некоторых уже имеющихся при неизменных остальных;
- *мобильность / переносимость:* обеспечение возможности переноса программ и данных при модернизации или замене аппаратных платформ и сохранения возможности работы с ними пользователей без переподготовки;
- *интероперабельность:* способность к взаимодействию с другими ИС;
- *дружественность к пользователю* [290, 291].

Для систем, разрабатываемых без учета этих требований, характерны монолитность, закрытость (сложность переноса на другие платформы), трудоемкость внесения изменений и дорогостоящая поддержка. Усугубляемые плохой документацией, эти свойства сокращают жизненный цикл систем в условиях быстро меняющихся информационных технологий, т. е. построенные таким образом системы быстро становятся нежизнеспособными (для их обозначения возник специальный термин – «stovepipe systems» или «системы, вылетающие в трубу») [292].

К сожалению, перечисленные недостатки до сих пор присущи ряду приложений, разработанных для проведения системных исследований в энергетике. Для того чтобы существующие программные комплексы были конкурентоспособны на современном информационном рынке, необходима адаптация их к новым технологиям, а в ряде случаев и их реинжиниринг (перестройка программного комплекса на основе современных информационных технологий с сохранением вычислительного ядра комплекса).

Созданию современных программных комплексов способствует распространение *объектного подхода* к проектированию и программированию, пришедшего на смену процедурно-алгоритмическому [293, 294]. Если в последнем основными абстракциями являются действия и алгоритмы, то в объектном подходе основные абстракции – классы и объекты, которые объединяют данные и способ их обработки. Стандартизация интерфейсов позволяет использовать объектные компоненты как «строительные блоки», из которых можно строить программные комплексы требуемой конфигурации. Визуальные среды для быстрого построения приложений позволяют в сжатые сроки реализовать интерфейсы таких программных комплексов.

Ориентация на Интернет породила тенденцию создания Web-ориентированных программных комплексов, т. е. таких комплексов, основные вычислительные компоненты которых располагаются на Web-сервере разработчика, а клиенты (в соответствии с архитектурой «клиент–сервер») обращаются на соответствующий Web-сайт для проведения расчетов с использованием предлагаемого «в аренду» программного комплекса. В том же режиме клиенты могут получить консультации разработчиков.

В соответствии с этой концепцией в ИСЭМ СО РАН для исследований направлений развития ТЭК с учетом требований энергетической безопасности разработан в трехуровневой архитектуре «клиент–сервер» программный комплекс (ПК) ИНТЭК, основной компонент которого – оптимизатор Minos (для решения общей задачи линейного программирования) был адаптирован в Web-технологии [295] (прототипами ПК ИНТЭК являются ПВК «Оптимизация ТЭК» [276] и ЭНЕРГИЯ [281]).

Ориентация на Web-технологии стимулировала использование новых языков программирования, например *объектно-ориентированного языка Java*, предназначенного для создания Web-приложений (на этом языке написаны основные компоненты ПК ИНТЭК).

Разработчики ПК ИНТЭК рассматривают его не только как инструментарий для проведения исследований, но и как экспериментальную платформу для освоения, адаптации и модификации новых информационных технологий для целей системных исследований энергетики.

Таким образом, в рамках научного направления «Информационные технологии в энергетике» отслеживаются основные тенденции в области развития программного обеспечения и ведутся работы в русле современных направлений с целью создания предпосылок для адаптации и, при необходимости, реинжиниринга существующих программных комплексов, реализованных в 1980-х – начале 1990-х гг. и являющихся интеллектуальной ценностью института.

Информационное обеспечение системных исследований энергетики. В информационном обеспечении системных исследований энергетики можно выделить две взаимосвязанные, но в то же время различные проблемы:

– проблема информационной обеспеченности, т.е. обеспеченности данными, обусловленная необходимостью получения (в последнее время, как правило, приобретения) данных из разных источников и их достоверизации (оценка достоверности как источников, так и самих данных, устранение ошибок и разночтений и т.д.);

– проблема разработки инструментальных средств информационного обеспечения.

Первая проблема связана с трудностями получения необходимых данных и является в ряде случаев серьезным препятствием для исследований, имеющих народнохозяйственное значение.

В области создания и использования инструментальных средств информационного обеспечения можно по аналогии с программным обеспечением выделить несколько основных этапов.

Как уже упоминалось в начале 1980-х годов начался переход от разрозненных данных и файлов данных к использованию баз данных [294]. Если на БЭСМ-6 универсальные СУБД практически отсутствовали (использовались отечественные системы, например СОД/БЭСМ-6 [296, 297]), то на ЕС ЭВМ, наоборот, появилось большое количество СУБД. Наиболее развернутые работы велись с использованием СУБД ИНЭС, ADABAS, СПЕКТР [298], SQL/DS [299]. Регулярное появление новых СУБД (в то время, как правило, несовместимых) и желание перейти на более современную СУБД породили проблему «независимости от СУБД», для решения которой была разработана диалоговая инструментальная система (ДИСОР), обеспечивавшая интеграцию прикладных программ, системного ядра и базы данных на основе универсальной СУБД в единый программный комплекс [300]. Впоследствии ДИСОР применялась при разработке программных средств исследований живучести ЕСГ и ЕСН [301].

По мере перехода на персональные компьютеры, который совпал с распространением реляционных СУБД, одной из первых СУБД, используемых в институте, стала СУБД Paradox [257, 302, 303], которая до сих пор применяется в ряде приложений (были также единичные попытки использования СУБД FoxPro). Кроме того, помимо

СУБД, в институте получили распространение электронные таблицы (сначала QuadroPro, затем Excel), которые применяются в некоторых приложениях, как правило, не использующих СУБД.

Появление стандартного формата данных .dbf устранило проблему переносимости данных из одной СУБД в другую (фактически сейчас в любой развитой системе существуют средства экспорта-импорта данных). Структурированный язык запросов SQL (средство стандартизации интерфейсов баз данных) [304, 305] избавил от необходимости использования встроенных языков СУБД (что ограничивало возможность переносимости приложений, реализованных в среде конкретной СУБД).

В тех случаях, когда база данных используется как основа для реализации информационно-справочной системы, ее интерфейс может быть реализован в визуальной среде для быстрого построения приложений (Delphi, например) [306].

Современное состояние в области систем баз данных характеризуется, с одной стороны, появлением объектно-реляционных и объектных СУБД, а с другой – переходом к архитектуре «*клиент–сервер*». Применительно к системам баз данных такая архитектура обеспечивает простое и относительно дешевое решение проблемы коллективного доступа к базам данных в локальной сети [294]. Это решение заключается в том, что в системах типа «клиент–сервер» обработка данных разделена между объектами двух типов: сервером и клиентами. Компьютер, управляющий тем или иным ресурсом, является сервером этого ресурса, а компьютеры, пользующиеся им, – клиентами. Сервер отвечает за хранение данных, организацию коллективного доступа к ним и передачу данных отдельному клиенту. Достоинством такой технологии является скорость обработки данных (которая определяется быстродействием центрального компьютера). На сервере устанавливается специальная сетевая операционная система, рассчитанная на обработку и выполнение запросов, поступивших одновременно от нескольких пользователей) и обладающая надежными средствами защиты информации и обеспечения секретности.

Доступ к информационным ресурсам обеспечивается операторами языка SQL [304]. Запросы к информационным ресурсам направляются по сети удаленному компьютеру, который обрабатывает и выполняет их, возвращая клиенту блоки данных. Процедуры обработки данных хранятся в самой базе данных, разделяются между несколькими клиентами и выполняются на том же компьютере, где функционирует SQL-сервер.

Такая технология с использованием сервера баз данных PostgreSQL применена в программном комплексе ИНТЭК [307], который рассматривается авторами как прототип или один из компонентов СППР для обеспечения энергетической безопасности [308]. В настоящее время в институте также используются свободно распространяемые современные СУБД Interbase и Freebird.

Одной из проблем, решаемых в институте, стало создание интегрированной базы данных исследований. Уже разработаны и поддерживаются несколько баз данных, ориентированных на решение задач в рамках отраслевых систем энергетики и ТЭК в целом [302]. Попытка решить проблему создания интегрированной базы данных путем объединения существующих БД, на основе общих системных соглашений и базовых средств (СУБД), предпринималась в середине 1990-х годов [257, 302], но практически не была реализована из-за отсутствия на том этапе соответствующих технических средств.

В настоящее время, когда технические и методологические проблемы решены, на первый план вышла проблема информационной обеспеченности, так как практически невозможно получение данных с одинаковой степенью детальности по всем отраслям энергетики.

С появлением новых технологий хранения данных, ориентированных на корпоративное использование (например, Data Ware House) [272–274], появилась возможность

создания общей информационной базы в виде корпоративного хранилища данных, на качественно иной основе интегрирующего операционные (то есть использующиеся для расчетов) базы данных, имеющиеся в институте. В последнее время сотрудниками лаборатории информационных технологий в энергетике предложено решение этой проблемы путем виртуальной интеграции данных в рамках ИТ-инфраструктруры системных исследований в энергетике.

Новые информационные технологии и их применение в системных исследованиях энергетики. Наряду с информационными технологиями, ставшими традиционными для системных исследований энергетики (в первую очередь, пакеты программ и базы данных), сейчас активно осваиваются и адаптируются к нуждам системных исследований новые информационные технологии, такие как ГИС-технологии, нейросетевые, технологии систем искусственного интеллекта.

Последние не являются совершенно новыми для системных исследований энергетики. Так, еще в 1970–1980-х гг. в институте велись работы по созданию систем машинного построения программ (СМПП) [309], которые были затем продолжены и доведены до современного вида [310]. В то же время начались работы по использованию в программном комплексе «Оптимизация ТЭК» проблемно-ориентированных подмножеств естественного языка [276, 311]. Следует отметить также систему ЗИРУС для прогнозирования природных процессов, в которой имеются элементы искусственного интеллекта [288].

В середине 1990-х годов велись работы по созданию специализированных экспертных систем [312–315]. Как и технология систем искусственного интеллекта в целом, так и предпринятые разработки в то время не обеспечили качественно новых результатов или повышения эффективности исследований. Одна из причин – отсутствие инструментальных средств для создания интегрированных систем, объединяющих экспертную систему с вычислительными процедурами и базой данных, что необходимо в исследованиях энергетики. Другая серьезная причина – недооценка проблемы создания баз знаний для экспертных систем. Сейчас признается, что проблема создания баз знаний является одной из ключевых в этой области, причем отмечается, что извлечение знаний – это не столько техническая, сколько психологическая проблема [316, 317].

В конце 1990-х – начале 2000-х гг. с учетом предыдущего опыта велась работа по созданию интеллектуальной системы для исследований направлений развития ТЭК согласно требованиям энергетической безопасности (ЭБ). Необходимость применения интеллектуальных систем в этой области обусловлена тем, что некоторые задачи исследований (например, формирование сценариев расчетных условий с учетом угроз ЭБ, анализ результатов вычислительного эксперимента) являются плохо формализуемыми и, следовательно, для их решения не могут быть применены строгие математические модели. В интеллектуальных системах, в отличие от традиционных систем обработки данных, используются символьное представление предметной области, символьный логический вывод и эвристический поиск. Применение логико-лингвистических моделей или моделей, использующих аппарат нечетких множеств, позволяет перейти от четких количественных оценок к менее строгим – качественным, вводить диапазоны допустимых значений, коэффициенты достоверности и т.п. В свою очередь, это обусловливает не точный, а часто лишь «правдоподобный», гипотетический характер решения.

Для такого класса задач целесообразно применение интеллектуальных систем для сужения области поиска решения и уменьшения количества вариантов, а также для организации дружественного интерфейса. Одной из его форм может быть предоставление возможности исследователю (или лицу, принимающему решения) использовать подмножество языка предметной области, к которому он привык. Интеллектуальная систе-

ма для задания сценариев чрезвычайных ситуаций разрабатывалась как один из компонентов, интегрируемый в состав информационно-программного комплекса ИНТЭК[307].

Реализован макетный прототип экспертной системы для вербального задания сценариев чрезвычайных ситуаций и связи их с численными корректировками информационных моделей, а также разработан проект интеллектуального интерфейса распределенной СППР для исследований проблемы энергетической безопасности. Эти работы продолжаются в рамках создания мультиагентного программного комплекса для исследований проблемы энергетической безопасности ИНТЭК-М.

Другой перспективной для использования и апробированной в исследованиях энергетики технологией являются *геоинформационные системы***,** предназначенные для получения, хранения, обработки, анализа и визуализации пространственно-распределенной информации [318]. С одной стороны, ГИС-технология дополняет стандартные операции баз данных, такие как составление запросов или статистический анализ данных, с преимуществами наглядной визуализации и возможностью решать задачи пространственного анализа, используя электронные карты. С другой стороны, помимо наглядности представления данных и привлекательности картографического интерфейса с базами данных, ГИС-технологии дают новые возможности для постановок задач, связанных с обработкой пространственно-распределенной информации. Для задач, связанных с обеспечением энергетической безопасности, это, например, возможность учета рельефа и подстилающей поверхности (вода–суша) при распространении загрязнений, выборе площадок для размещения энергетических объектов, анализе задач наиболее экономичного транспорта энергоресурсов. Изменение масштаба карт позволяет рассматривать с разной степенью детальности сети энергетических объектов, анализировать с использованием электронных карт последствия чрезвычайных ситуаций и др.

К настоящему времени в институте ГИС-технологии применялись для отображения из баз данных информации о системах газоснабжения [319], о развитии электроэнергетических систем, а также о газовых магистралях и электрических сетях стран мира. Кроме того, имеется опыт применения универсальной ГИС MapInfo для решения экологических задач (связанных с распространением загрязнений на дальние расстояния) [320]. В рамках ИПК ИНТЭК апробированы возможности применения (для работы с базой данных или для интерпретации результатов расчетов) как оригинальной инструментальной ГИС, реализованной на языке Java, так и универсальной ГИС MapInfo.

Нейросетевые технологии [321] используются в ИСЭМ для оценки состояния электроэнергетических систем (И.Н. Колосок, А.М. Глазунова). В этой же области предполагается применять генетические алгоритмы (А.З. Гамм, И.Н. Колосок, П.В. Этингов, Р.А. Заика). Следует заметить, что электроэнергетика – одна из предметных областей, где активно используются нейросетевые технологии. В институте имеется опыт применения искусственных нейронных сетей (ИНС) для краткосрочного прогнозирования нагрузки [322]. Выполнена также постановка задачи применения ИНС для оценки экстремальных ситуаций в энергетике [323], реализация программной системы НЕЙРОС описана в [257, 324].

Рассматривалась возможность использования ИНС (как одного из компонентов ИПК ИНТЭК) на этапе анализа результатов для оценки уровня энергетической безопасности страны или ее регионов (Л.В. Массель, Е.А. Болдырев). Применение экспертных систем в этом случае затруднительно, поскольку не возможно сформулировать правила, по которым эксперты принимают свои решения. По аналогии с оценкой индикаторов экономической безопасности можно анализировать индикаторы энергетической безопасности с помощью многослойных нейронных сетей и карт Кохонена.

Проведенная работа по адаптации и макетной реализации новых информационных технологий подтверждает возможность их использования для построения современных информационных технологий системных исследований энергетики.

В настоящее время весьма актуальнен переход к представлению и управлению знаниями, приобретают все большее распространение информационно-аналитические технологии, представление знаний в виде онтологий.

Проблема интеграции информационных технологий. Одна из проблем построения информационных технологий системных исследований энергетики – проблема интеграции разнородных компонентов (или конкретных информационных технологий). По сути дела, современные информационно-программные комплексы для системных исследований энергетики – это сложные конгломераты, ориентированные на поддержку всей технологической цепочки проведения вычислительных экспериментов, начиная от подготовки данных и заканчивая интерпретацией полученных результатов. Реализации таких комплексов зачастую являются научно-исследовательскими прототипами, не всегда концептуально и идеологически выдержанными в едином стиле. Для превращения их в коммерческий или промышленный информационный продукт, как правило, требуется привлечение системных программистов.

Проблема интеграции информационных технологий может быть рассмотрена в трех аспектах:

– интеграция на этапе проектирования с использованием информационного моделирования и привлечением специализированных CASE-средств [325, 326];

– интеграция разнородных компонентов с помощью специальных интеграционных технологий (ActiveX, CORBA, Infobus) [292, 327];

– интеграция на уровне интерфейсов.

Интеграция на этапе проектирования. За рубежом уже в 1970-е годы пропагандировался подход к разработке сложных систем программного и информационного обеспечения на основе моделей (как и при разработке сложных технических систем) [328, 329]. Так, при разработке программного обеспечения предлагаллось построение моделей четырех типов: модель определения требований, модель анализа, модель проектирования и модель реализации. В нашей стране этот подход только начинает развиваться благодаря распространению объектной технологии и появлению объектно-ориентированных CASE-средств. При разработке отдельных компонентов ИПК ИНТЭК применялось CASE-средство Rose для построения диаграмм объектов и классов [306]. Коммерческая версия Rose позволяет получать программный код в результате трансляции этих диаграмм [326].

Другое направление информационного моделирования – моделирование данных при проектировании баз данных [330]. В настоящее время стала стандартом трехуровневая организация систем баз данных, основанная на использовании внешней, концептуальной и внутренней моделей данных (их называют даталогическими, ориентированными на конкретную СУБД). Их разработке предшествует построение инфологической модели – информационно-логической модели предметной области, ориентированной на пользователя. Практически типовой стала инфологическая модель «сущность–связь» (ER-модель, или модель Чена). Она поддерживается большинством CASE-средств, поддерживающих проектирование баз данных (в том числе Rose). При проектировании баз данных для исследований направлений развития ТЭК с учетом требований энергетической безопасности применялось также CASE-средство ERwin [331].

Опыт построения моделей с применением CASE-средств при проектировании программных комплексов и баз данных показал, что это существенно ускоряет процесс проектирования и создает предпосылки построения интегрированного программного комплекса, позволяет избежать многих ошибок проектирования.

Интеграция на этапе реализации. В распределенной системе с архитектурой «клиент–сервер» в конце 1990-х годов применялись две основные технологии для совместного использования или передачи данных (что и является главной проблемой интеграции информационных технологий): ActiveX и CORBA. Первая имеет жесткую привязку к архитектуре операционной системы Windows , вторая не зависит от платформы, на которой она реализована (в работах института она применялась в программных комплексах, разрабатываемых с использованием ОС Unix).

Затем получила известность новая технология интеграции – Infobus (компания «Lotus Development») [327], которая предусматривала возможность создания мощных интерактивных клиентских и серверных Java-приложений в сети типа Интернет (локальной сети, разработанной с соблюдением стандартов Интернет). Технология Infobus реализовалась с помощью специальной шины для передачи данных.

Преимуществами Infobus являлось то, что она определяла общий прикладной программный интерфейс для приложений, поддерживающих эту технологию; множество апплетов Infobus могли совместно обрабатывать большие объемы данных различных типов; обеспечивался прямой доступ одного компонента к данным другого. К сожалению, эта технология широкого распространения не получила. В настоящее время наиболее используемыми остаются технологии COM, DCOM, RMI и SOAP [332].

Интеграция на уровне интерфейсов. Переход от пакетной обработки и диалогового режима (как правило, текстового) к графическим многооконным интерфейсам заставил обратить серьезное внимание на их проектирование и реализацию. Сейчас в программистской литературе активно обсуждаются вопросы построения эффективных пользовательских интерфейсов. Обращается внимание на то, что в основе построения интерфейсов должны лежать закономерности психологического восприятия информации, как текстовой так и графической.

Даже если проблема интеграции решена на уровне проектирования и реализации, неудачный интерфейс (в частности, отсутствие единого стиля в представлении информации разных компонентов программного комплекса) может создать у пользователя впечатление, что он имеет дело с разрозненными и несогласованными программными продуктами. Особое значение приобретают вопросы использования цвета и различных цветовых (и звуковых) эффектов, существенно повышается роль дизайна при проектировании интерфейсов. Здесь большую роль играет необходимость учета психологических факторов [333] как при проектировании интерфейсов, так и при реализации информационных продуктов, которые носят рекламный характер (презентации программных комплексов, представление информации на Web-сайте института, в буклетах и др.).

ИТ-инфраструктура системных исследований энергетики. Проект по созданию ИТ-инфраструктуры системных исследований энергетики выполнен сотрудниками лаборатории информационных технологий в энергетике (ИТЭ) в 2003–2008 гг. В нем обобщен опыт, накопленный разработчиками при создании распределенных программных комплексов, представлен в коллективной монографии [332].

Под ИТ-инфраструктурой понимается совокупность технических и программных средств, телекоммуникаций и информационной базы научных исследований; технологий их разработки и использования; стандартов как внутренних, так и внешних, для разработки информационных и программных продуктов в области исследований в энергетике, обмена ими и их представления на информационный рынок.

ИТ-инфраструктура, с одной стороны, является интеграционной информационной и вычислительной средой для проведения исследований в энергетике, с другой – создает предпосылки для поэтапного перехода: к созданию распределенных баз данных и программных комплексов; распределению и распараллеливанию вычислений; созданию Web-ориентированных программных комплексов (вычислительных серверов); ока-

занию информационных услуг на основе наукоемких информационных и программных продуктов (создание Web-служб и Web-сервисов). Кроме того, она включает *информационную*, *вычислительную* и *телекоммуникационную* инфраструктуры [334, 335].

Информационная инфраструктура призвана объединить информацию обо всех разрозненных хранилищах данных, используемых для хранения базовой (основной), промежуточной и результирующей информации, и о методах (алгоритмах), выполняющих какие-либо действия над информацией (программных комплексах, пакетах прикладных программ, различных сервисах), причем предлагается не физическая, а виртуальная интеграция: данные хранятся у их владельцев, а описания данных (метаданные) – в специальном хранилище (Репозитарии).

В информационной инфраструктуре выделяются три уровня (слоя): модели метаданных информационной инфраструктуры, метаданных и данных ИТ-инфраструктуры. Для построения модели информационной инфраструктуры используются онтологии, объекты ИТ-инфраструктуры описываются метаданными на основе созданной онтологии [336, 337].

Реализация всех программных компонентов выполнена в соответствии с концепцией сервис-ориентированной архитектуры (SOA) [338–340], центральным информационным компонентом является Репозитарий, реализация которого выполнена на базе СУБД Firebird 1.5.2 и Microsoft SQL Server 2000/2005, функциональность СУБД расширяется программным ядром.

При реализации информационной инфраструктуры ее компоненты образуют три логических уровня: *уровень файловой системы*, *СУБД* и *уровень клиента*. Выделяются *системные* и *прикладные* компоненты: к системным относятся – программное ядро, база метаданных, файловое хранилище, программа администрирования и драйвер Репозитария; к прикладным – программа извлечения данных, программа извлечения файлов, Web-приложение для просмотра Репозитария, SOAP-интерфейс и др. Разработаны программа администрирования Репозитария, специальное приложение для выполнения запросов к базам данных, поддерживается построение пользовательских (произвольных) SQL-запросов. Предусмотрена возможность извлечения данных из целого ряда СУБД: MySQL 3.20-4.1, PostgreSQL 6.5-7.3, Firebird 1.0/1.5, InterBase 5.0-7.5, Microsoft SQL Server 7/2000/2005, Sybase ASE 12.0/12.5, через драйвера OLE-DB, ADO и ODBC. Результаты выполнения запросов представляются пользователю в виде таблиц и могут быть сохранены в виде текстовых файлов, файлов Microsoft Excel, dbf-файлов или в виде других баз данных.

В процессе разработки и использования информационной инфраструктуры можно выделить четыре этапа: *построение модели метаданных* – на этом этапе определяются «правила хранения» метаданных; *внесение метаданных* – выполняется описание информационных ресурсов в информационной инфраструктуре; *извлечение метаданных* и *извлечение данных* – использование инфраструктуры для поддержки проведения исследований как интегрированного источника получения информации.

Вычислительная инфраструктура системных исследований энергетики – это, с одной стороны, взаимосвязанная совокупность программных и аппаратных средств, предоставляющих информационные и вычислительные услуги, необходимые для проведения научных исследований, с другой – распределенная вычислительная среда [341–343]. В зависимости от решаемых задач можно выделить вычислительную инфраструктуру лаборатории, отдела, института, научного центра и т.д. К телекоммуникационной инфраструктуре относятся технические средства, обеспечивающие функционирование локальной вычислительной сети.

Все программные комплексы (ПК), разработанные и использующиеся в ИСЭМ СО РАН и образующие вычислительную инфраструктуру, можно разделить на три ти-

па. Первый тип представлен локальными ПК, размещенными на персональных компьютерах пользователей, второй – локальными БД и ПК, выполненными в архитектуре «клиент–сервер», причем они интегрированы в рамках сети лаборатории или отдела. Третий тип – это Web-сервисы и Web-приложения, обеспечивающие доступ к ПК и БД через Интернет или локальную сеть института. Ряд ПК (как правило, ПК первого типа) используются для решения частных задач либо носят исследовательский характер и реализованы как научные прототипы – применяются для отладки новых методов, алгоритмов или методик. ПК второго и третьего типов – это проблемно-ориентированные ПК, которые используются при выполнении базовых проектов института, хоздоговоров, заказных работ. Анализируя разработку и использование ПК, можно отметить тенденцию постепенного перехода от локальных ПК к распределенным и далее к Web-ориентированным [344].

Предложенный разработчиками методический подход к созданию вычислительной инфраструктуры исследований в энергетике базируется на сервис-ориентированной архитектуре (SOA) и объединяет как вновь создаваемые Web-сервисы, так и реализованные на основе адаптации унаследованных ПК.

В связи с тем что создание современных ПК существенно усложнилось и практически нереально для прикладных специалистов без помощи системных программистов, в рамках проекта разработаны ориентированные на прикладных программистов методики и поддерживающий их программный инструментарий: модель расширяемого Web-приложения, основанная на паттернах «MVC», «Command», «Factory»; методика создания расширяемого Web-приложения, включающая ряд этапов; технология разработки современных программных комплексов (приложений), имеющих возможность быстрой адаптации для предоставления сервиса в Интернет или в составе систем, реализованных в концепции SOA; методика адаптации унаследованного программного обеспечения и базовые системные программные компоненты, облегчающие создание Web-ориентированных прикладных ПК.

С помощью разработанных методик и компонентов реализованы Web-сервисы, вычислительными ядрами которых послужили ПК ИНТЭК для исследования проблемы энергетической безопасности (разработка лаборатории ИТЭ ИСЭМ СО РАН), ПК OPTCON для решения задач оптимального управления (совместно с А.Ю. Горновым, ИДСТУ СО РАН), ПК для нелинейной оптимизации (совместно с отделом прикладной математики ИСЭМ СО РАН).

Результаты проекта по созданию ИТ-инфраструктуры системных исследований в энергетике отражены в работах [345–347].

Следует отметить также новое направление в области ИТ, развиваемое под руководством Л.В. Массель в лаборатории ИТЭ, связанное с разработкой интеллектуальных информационных технологий для исследования проблемы энергетической безопасности. Прежде всего, это работы по созданию онтологий и построению онтологического пространства исследований (С.К. Скрипкин, Т.Н. Ворожцова, А.Н. Копайгородский, Н.Н. Макагонова) [348–350]. Онтологии – это одно из современных и активно развивающихся направлений искусственного интеллекта. Под онтологиями понимают «спецификацию концептуализации» предметной области, или, иначе говоря, базы знаний специального вида, в которой описаны основные понятия (концепты) предметной области и отношения между ними. Онтологии могут быть представлены как в графическом виде, так и на одном из специальных языков (OWL, XML и др.).

Развивается направление, связанное с когнитивным моделированием (построением когнитивных карт для ситуационного анализа проблемы энергетической безопасности (Н.Н. Макагонова, А.Г. Массель) [351–352]. В сотрудничестве с профессором МФТИ Л.Н. Столяровым и его учениками решаются вопросы применения одной из

разновидностей алгебраических сетей – Joiner-сетей – для построения интеллектуальных систем для исследований энергетики [348, 353, 354].

Рассматриваются возможности создания мультиагентных программных комплексов для исследований энергетики с элементами систем искусственного интеллекта, реализованными в виде специальных программных компонентов – агентов. Разработана методика построения таких комплексов, которая применена на примере ПК ИНТЭК-М для исследований проблемы энергетической безопасности. При реализации мультиагентного ПК ИНТЭК-М для описания и организации взаимодействия между агентами используются Joiner-сети (В.Л. Аршинский, Д.А. Фартышев) [354, 355].

Перечисленные работы выполняются при поддержке грантов РФФИ и РГНФ; предполагается, что результаты этих работ послужат основой для создания еще одной составляющей ИТ-инфраструктуры – интеллектуальной инфраструктуры исследований энергетики.

Некоторые итоги и задачи. Путь, пройденный институтом в области информационных технологий исследований, безусловно, не был прямым и гладким. Тем не менее следует отдать должное мужеству разработчиков, которые на заре компьютеризации располагая не вполне совершенными машинами, пытались реализовать проекты, актуальность которых не исчезла и в наше время (например, проект «Перспектива» под руководством И.А. Шера, который задумывался в 1970-е годы и обладал рядом интересных проектных решений, но не мог быть завершен в то время из-за отсутствия как соответствующей технической базы, так и инструментальных средств) [356].

Как и все отечественное программирование, направление, связанное с разработкой программного и информационного обеспечения, было фактически свернуто в начале 1990-х годов, когда в страну хлынула лавина зарубежного красочного, хотя и не всегда надежного и эффективного, программного обеспечения.

Вероятно, в силу ряда причин (где экономические играют не последнюю роль) в ближайшее время это направление не может быть полностью восстановлено. В то же время нельзя отрицать необходимость создания собственных наукоемких информационных технологий, к которым можно отнести последние из перечисленных работ в области ИТ.

Одним из вариантов может быть компромиссное решение, когда на базе открытых программных систем (*free software)* разрабатываются специализированные информационные технологии для целей системных исследований в энергетике. Возможность такого пути развития подтверждается опытом разработки ПК ИНТЭК.

В свою очередь, не исключается развитие альтернативного направления, основанного на оригинальных авторских разработках (например, инструментальных программных сред ЗИРУС и СПИКОМ), хотя развитие этого направления может потребовать больших трудозатрат и породить проблему интеграции с другими программными продуктами, если отечественное программное обеспечение не будет отвечать стандартам открытых систем.

Требуют усилий как наполнение информационной инфраструктуры необходимыми компонентами, так и деятельность по реинжинирингу программных продуктов, представляющих интеллектуальную ценность, но морально устаревших по интерфейсу и организации информационных взаимодействий, и созданию на их основе Web-ориентированных программных комплексов и Web-сервисов.

Следует отметить, что развитию информационных технологий в ИСЭМ СО РАН, безусловно, способствовало проведение (начиная с 1993 г.) под руководством Л.В. Массель Всероссийского семинара «Информационные технологии в энергетике» (преемника семинара «Имитационный подход в энергетических исследованиях»), который сейчас превратился в ежегодную Байкальскую Всероссийскую с международным уча-

стием конференцию «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Конференция собирает в последние годы до 200 участников как из городов России и СНГ, так и зарубежных специалистов, регулярно поддерживается грантами РФФИ. До начала работы конференции издаются ее труды (2–3 тома ежегодно) [357–359]. Проведение конференции способствует как апробации и повышению уровня собственных работ, так и установлению контактов с ведущими в области ИТ организациями и специалистами, активное участие в ней принимают молодые научные сотрудники.

Итак, накоплен большой интеллектуальный потенциал, который уникален и является стратегическим информационным ресурсом не только института, но и страны. Созданные в институте наработки в области информационных технологий позволяют надеяться, что этот потенциал не будет утрачен, а его сохранение в рамках развиваемой ИТ-инфраструктуры научных исследований позволит поддерживать и усиливать позиции института в области исследований энергетики как в нашей стране, так и за рубежом.

ГЛАВА 2. СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ И ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ, УСТАНОВОК И ОБЪЕКТОВ

2.1. Становление прогнозных технологических исследований в энергетике

Предпосылки системных исследований НТП в энергетике. Системные исследования НТП в энергетике как самостоятельное направление в структуре проводимых институтом научно-исследовательских работ сложились в начале 1980-х годов. До этого исследование энергетических технологий выполнялось в рамках других тематических исследований «по мере надобности». Потребность в развертывании и активизации работ по данной тематике была объективно продиктована событиями предшествующего десятилетия, приведшими к изменению нескольких парадигм мировой энергетики. В первую очередь следует отметить мировой энергетический кризис 1971–1974 гг., который ознаменовал окончание экстенсивного роста мировой экономики. В свою очередь, он породил новые тенденции: ограничение доли нефти в структуре мирового потребления первичных ТЭР, рост доли природного газа, а также значительную диверсификацию энергетических технологий. Кризис стал стимулом к развитию экологически чистой угольной энергетики, атомной энергетики, парогазовых установок, возобновляемых источников энергии. Возникли такие понятия, как интегрированные энергетические системы, электрохимическая энергетика, водородная энергетика, космическая энергетика и другие, многие из которых сегодня стали доминантами экономического развития. Новый этап в развитии исследований энергетических технологий и установок характеризовался нарастающим проникновением в них методов системных исследований, ставших основой для создания Л.А. Мелентьевым Сибирского энергетического института. К этому времени в институте уже сформировалась методология построения оптимизационных моделей, совместно описывающих экономику, энергетику и экологию. Были описаны ключевые свойства связей, сформулированы критерии оптимальности [1]. Модели СЭИ–ИСЭМ являлись моделями состояний (на основе математического программирования), что дало им ряд преимуществ перед распространенными на западе моделями траекторий (моделями системной динамики на основе дифференциальных уравнений), главным образом, относительную неприхотливость к вычислительным ресурсам и простоту необходимых исходных данных. Более подробно эти модели и их современное состояние рассмотрены в гл. 4.

В настоящее время наблюдаемый в мире рост научного интереса к проблемам НТП в энергетике связан с двумя основными факторами. С одной стороны, постоянные и значительные изменения во «внешней среде» (социальной, экономической, природной) предъявляют новые требования к энергетике. С другой стороны, ускорение НТП в смежных областях экономики неизбежно сказывается на развитии энергетических технологий. Ответная реакция энергетики проявляется, прежде всего, через инновационную деятельность – разработку и внедрение новых технологий и энергоносителей, востребованных рынком и отвечающих внешним требованиям. При этом высокая инерционность технического развития и высокие затраты на инновации в энергетике заставляют стремиться к тому, чтобы этот процесс был управляемым.

Современное представление о сущности НТП нельзя назвать классическим. Понятие «НТП» возникло лишь в конце 1940-х годов в ходе научно-технической революции. Термин «НТП» до сих пор имеет разные значения в зависимости от масштаба технической системы: страна или мир – отрасль экономики – предприятие – технологическая установка – физический, химический или биологический процесс. С другой стороны, взаимная обусловленность явлений технического развития на разных уровнях иерархии масштабов позволяет считать явление НТП целостным, для которого в зависимости от уровня варьируются критерии и показатели эффективности.

Цель системных исследований энергетических технологий состоит в поиске оптимальных технологий для заданных условий их применения. Выявление взаимных причинно-следственных связей между (а) совершенствованием технологий производства, преобразования и конечного потребления энергии и (б) экономическим развитием позволяет уяснить механизмы конкуренции энергетических технологий и использовать эти знания для прогнозирования структуры технологий на разных уровнях иерархии энергетических систем. В этом состоит одна из сверхзадач прогнозных технологических исследований в энергетике. Ее решение дает возможность обосновать выбор приоритетов развития технологий в масштабе отрасли, страны или мира, а также рассмотреть важные частные вопросы: какие технологии, когда, где и в каком количестве будут востребованы. Соответствующие частные задачи системного исследования технологий формулируются так:

1) оценка потенциала совершенствования технологии, ее «узких мест» и раскрытие фундаментальных закономерностей, ведущих к ее освоению;

2) выявление благоприятных условий и наиболее эффективных областей применения технологии;

3) уяснение механизма конкуренции технологии с альтернативными решениями.

Сущность НТП в энергетике и подходы к его описанию. Феномен НТП характерен для утилитарной стороны развития практически в любой сфере деятельности человека. Применительно к энергетике НТП проявляется, по крайней мере, в двух аспектах: (1) как взаимообусловленное развитие энергетической науки и энергетического производства и (2) как взаимосвязь и взаимовлияние развития энергетических науки и техники, с одной стороны, и всего материального производства, с другой [2]. Важным внешним проявлением НТП является величина издержек. Рыночная цена энергоносителя складывается из трех основных составляющих: издержки, налоги и прибыль, при этом (1) налоги определяются государством; (2) норма прибыли устанавливается исходя из адекватной компенсации предпринимательских рисков; (3) повышение конкурентоспособности определяется снижением издержек. Порог рентабельности освоения ресурса определяется суммой издержек и налогов [3]. Снижение издержек направлено на (а) увеличение возврата инвестиций и (б) расширение ресурсной базы или рынка сбыта для отрасли или компании. НТП всегда направлен на уменьшение доли издержек в цене производства любого товара, включая энергоносители.

Здесь встает вопрос о критериях принятия решений при оптимизации развития энергетических технологий в частности и систем энергетики вообще. Широкий список включает следующие критерии: (1) экономический, т.е. прибыль или издержки; (2) технические – КПД, уровень надежности энергоснабжения, качество энергии, весогабаритные характеристики оборудования и др.; (3) социальный – уровень жизни, занятость; (4) экологический – влияние на окружающую среду; (5) политический – степень зависимости от импорта энергоносителей и оборудования. Приведенный список позволяет заключить, что (а) некоторые критерии находятся в диалектическом противоречии; (б) оптимальное решение может быть не единственным; и (в) многокритериальность выступает источником субъективизма при принятии решений. В рамках системных ис-

следований в энергетике единый подход к решению такого рода многокритериальных задач сложился еще в 1960-х годах. Он заключается в поиске наиболее экономичного решения при условии выполнения заданных ограничений на величину прочих критериев [1, 4]. Формирование именно такого подхода закономерно, поскольку: (1) позволяет лучше структурировать задачу; (2) позволяет раздельно исследовать части системы ограничений; (3) упрощается математическая постановка задачи и оказывается применимым развитый аппарат математического программирования; (4) на деле все критерии, кроме экономического, в конечном счете являются предметом волевого решения.

Несмотря на единство в подходе к выбору критериев технического развития, следует отметить и различия присущие им в зависимости от двух основных факторов: (а) иерархического уровня (масштаба) технической системы и (б) временного горизонта, на котором исследуется НТП. Проиллюстрируем эти различия с помощью табл.2.1.

Можно заметить, что с ростом уровня рассмотрения становится все более важным временной фактор. Действительно, на уровне процессов и установок оценивают технические пределы совершенствования технологии, которые часто носят фундаментальный характер и, таким образом, «вне времени». На уровне систем исследуют возможный рост показателей эффективности за определенный интервал времени, причем продолжительность такого интервала увеличивается с ростом масштаба технической системы. Так, развитие предприятия или населенного пункта редко планируют более чем на 10 лет вперед, а для небольших объектов оно зачастую происходит в оперативном режиме. На уровне отрасли или региона оптимальная глубина прогноза сопоставима с периодом реновации, который в энергетике составляет от 15 до 30 лет. На уровне страны или мира встречаются долгосрочные оценки на период от 30 до 100 лет.

Таблица 2.1. **Иерархия и особенности уровней рассмотрения технологий**

<table>
<tr><th colspan="2">Уровень рассмотрения (масштаб) технологий</th><th>Показатели эффективности</th><th>Состав ограничений</th><th>Инструменты исследования</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Системы</td><td>экономика страны или мира</td><td rowspan="2">технико-экономические</td><td rowspan="2">ресурсные, экологические, политические</td><td rowspan="2">системные энергетические модели</td></tr>
<tr><td>отрасль хозяйства или регион</td></tr>
<tr><td>предприятие или населенный пункт</td><td rowspan="2">технико-экономические, физико-технические</td><td>ресурсные, экологические, технические</td><td>проектные и инженерные методы</td></tr>
<tr><td colspan="2">Энергетические установки</td><td>технические, экологические</td><td>технико-экономические модели новых технологий</td></tr>
<tr><td colspan="2">Процессы</td><td>физико-технические, экологические</td><td>физико-химические, технические</td><td>термодинамическое и кинетическое моделирование, натурный эксперимент</td></tr>
</table>

В технологических исследованиях особым оказывается уровень предприятия или населенного пункта. Развитие объектов этого уровня в значительной мере регулируется правовыми нормами, а их особенностью является небольшое число вариантов оборудования и используемых энергоносителей. Это обусловлено как небольшой глубиной прогноза, так и определенностью конкретных условий применения технологий. На данном уровне масштаба следует различать два класса задач: (1) развитие конкретных систем энергоснабжения и (2) выбор направлений развития технологий. К сожалению, даже специалисты-энергетики часто не понимают такого различия, а между тем оно

принципиально. В задачах первого класса требуется выбрать технологию, отвечающую текущим условиям конкретного населенного пункта со сложившимися спецификой потребления энергии, уровнем эксплуатации генерирующего оборудования и систем транспорта, отношениями собственности и т.п. Такие задачи решаются повсеместно путем попарного сопоставления небольшого числа вариантов, сформированных на основе анализа современного предложения на рынке оборудования. Как правило, побеждает решение, обеспечивающее наиболее короткий срок окупаемости (*инвестиционный критерий*). При исследовании направлений развития технологий необходимо рассмотреть не только существующие, промышленно освоенные технологии, но и перспективные, показатели которых можно спрогнозировать с той или иной долей уверенности. При этом нельзя ориентироваться на их современную стоимость, а следует предусмотреть изменение (снижение) соответствующих капитальных и эксплуатационных затрат в ходе промышленного освоения. Здесь предпочтение должно быть отдано технологии, в наилучшей степени отвечающей общим условиям применения у большой части потребителей. Таким образом, во втором случае оптимальное решение отвечает *инновационному критерию* (соответствие сегменту рынка технологий). Только в задачах второго класса возможно выбрать оптимальную структуру затрат в производство генерирующих установок и на НИОКР в области их создания, сформулировать требования к отдельной технологии вплоть до рекомендуемого типоразмерного ряда. Этот подход получил название системного сопоставления технологий.

С ростом уровня анализа и масштаба технических систем происходит агрегирование данных, полученных на предшествующих уровнях. Данные о процессах предстают в моделях установок в обобщенном виде – в форме моделей, передающих основные закономерности процесса, важные для данной технологии. Разнообразие конкретных установок в системных моделях уровня региона и выше передается обобщенными характеристиками, средними для класса аналогичных установок. Аналогичным образом агрегируется информация о потребителях и об условиях применения технологий.

Иерархия уровней рассмотрения технологий, в свою очередь, согласуется с иерархией задач системных технологических исследований в энергетике. Выше мы уже отметили некоторые частные задачи, теперь необходимо проиллюстрировать их взаимосвязь (рис. 2.1). Информационную основу для системного исследования энергетических технологий составляет описание объекта исследования в форме текущих и ретроспективных показателей эффективности технологических процессов и установок. Состав рассматриваемых технологий и оцениваемых параметров, как правило, избыточный, т.е. шире, чем требуется для конкретного исследования. Характеристики технологий включают формальные показатели – абсолютные и удельные характеристики мощности, КПД, стоимости, выбросов и др., а также специфические показатели – условия применения (топливо, график нагрузки, климатические и др.), технологические схемы, состав оборудования и др. На уровне информационного обеспечения происходит анализ частных случаев, создаются детальные классификации энергетических технологий, установок и их разновидностей.

Следующий иерархический уровень задач предполагает содержательный анализ показателей и оценку их совершенства. Основным инструментом исследования на этом уровне выступают математические модели процессов и установок. Двумя основными подходами являются: (1) оптимизация схем и параметров установок, т.е. оценка максимально достижимых показателей эффективности при заданных технических ограничениях, и (2) оценка предельных показателей эффективности процессов на основе наиболее общих физико-химических ограничений. Разработка таких инструментов обсуждена в разд. 2.2 и 2.4. Указанные два подхода являются родственными – оба направлены на поиск наиболее эффективных способов организации целевого процесса, оба иссле-

дуют систему действующих ограничений, модели в рамках второго подхода могут выступать структурными блоками в моделях первого подхода. Вместе с тем есть и различия: прежде всего, в составе критериев эффективности (см. табл. 2.1). Кроме того, ключевым объектом в первом подходе является схема конкретной технологической установки, тогда как во втором она учитывается предельно идеализированно. Наконец, первый подход учитывает графики нагрузок и явно оперирует стоимостями. Второй, не будучи привязан к технической реализации процессов, исследует закономерности фундаментальных превращений, протекающих вне временных рамок и социально-экономического контекста. На данном уровне задач обеспечивается обоснование агрегированных показателей НТП на основе прогнозов улучшения конкретных технологий, т.е. увязка макроэкономического и физико-технического подходов к развитию технологий.

Рис. 2.1. Иерархия задач системных технологических исследований в энергетике.

Три верхних уровня задач тесно взаимосвязаны и соответствуют уровню систем в иерархии масштабов. При этом системное сопоставление технологий предполагает: (а) их генерализацию, т.е. агрегированное представление типовых технологий для типовых же условий их применения и (б) всесторонний охват факторов, значимых для коммерциализации технологий, включая социальные и рыночные. Целями системного сопоставления могут выступать: (1) анализ рынка технологий (установок) и энергоносителей; (2) получение осредненных характеристик технологий для использования в системных энергетических моделях; (3) обоснование приоритетных областей и направлений развития энергетической техники. Третье неразрывно связано с задачей следующего уровня – с выбором приоритетных направлений НИР и ОКР, развития энергетического машиностроения и областей инвестиций. Отличием задач выбора является всесторонний учет критериев эффективности, главным образом нетехнических, в том числе таких, какие оказываются «иррациональными» с позиций хозяйственной эффективности. Примерами последнего служат политические критерии и конкурентные войны. В конечном счете, выбор определяется целями субъекта принятия решения и не обязательно оптимален с технической точки зрения.

Высший уровень постановок задач предполагает прогноз состава и роли технологий на перспективу. Объект исследований на уровне прогнозирования отличается значительными масштабами как технической системы, так и времени. Как правило, он выполняется применительно к стране, региону мира или миру в целом, а его глубина превышает период реновации соответствующего оборудования – 25–30 лет и более. Особенность задач данного уровня – максимально полный охват множества существующих

и перспективных технологий. Прогнозирование является ключевым элементом управления развитием технологий (рис. 2.2). Действительно, управление развитием технологий подразумевает стадии анализа, характерные для известных в бизнесе маркетинговых исследований (маркетинг, бенчмаркинг). Однако именно наличие стадий прогнозирования, выполняемых с использованием методов системных исследований, отличает обоснование технической политики от коммерческой деятельности по продвижению товаров и услуг. Практические вопросы управления НТП обсуждаются в разд. 2.5.

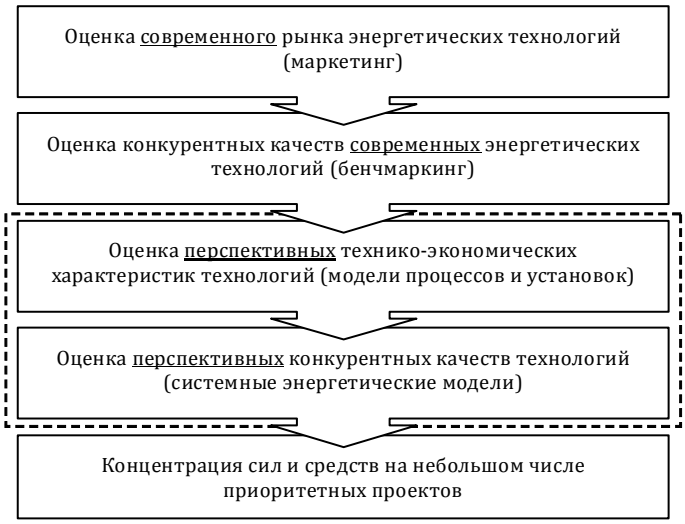


Рис. 2.2. Механизм управления развитием технологий.

Системное моделирование энергетических технологий. Инструментом исследования структуры технологий являются системные технологические модели (модели технологической структуры). Они представляют собой разновидность системных энергетических моделей, используемых, в частности, для оптимизации развития ТЭК, формулируются в виде задачи математического программирования и в общем виде имеют следующую принципиальную структуру:

найти:
$$\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m} c_{ij}x_{ij} \to \text{ext} \tag{2.1}$$

при ограничениях:

$$Ax = b, \tag{2.2}$$

$$Dx \le g, \tag{2.3}$$

$$x_{ij} \ge 0,\ \forall i,j \tag{2.4}$$

Здесь x – экстенсивная переменная, описывающая суммарную установленную мощность технологии; c – интенсивная экономическая характеристика технологии; $i = \overline{1,n}$ – узлы энергосистемы; $j = \overline{1,m}$ – технологии; $b = [b_1,...,b_k]$ – вектор энергетических нагрузок; $A = \left[a\right]_{m\times p}$ – матрица коэффициентов удельной эффективности технологий в отношении p видов энергии; $g = [g_1,...,g_p]$ – экстенсивная количественная характеристика ресурсов, включая ископаемые, возобновляемые, вторичные, а также капитала, трудозатрат, пропускной способности транспортных путей, экологического

воздействия и т.д.; $D = [d]_{m \times q}$ – матрица коэффициентов удельной ресурсной емкости технологий. Задачу решают для одного или нескольких периодов по времени τ. В случае нескольких периодов задают зависимости $a(\tau)$ и $d(\tau)$.

Первые модели такого типа появились в 1950-х годах и сводились к транспортной задаче. Они описывали поставку энергоносителей потребителям без учета энергоэкономического эффекта у потребителей, использующих разные виды топлива [5]. Затем появились более сложные модели топливно-энергетического баланса. Развитие и детализация этого подхода применительно к большим системам энергетики составил одно из направлений исследований при создании Сибирского энергетического института, ныне ИСЭМ СО РАН. В 1960-х годах создание единой модели энергетического хозяйства страны, совместно рассматривающей все отрасли ТЭК, приводило к задачам такой размерности, которая оказалась несовместима с возможностями вычислительной техники. Тогда в СЭИ под руководством А.А. Макарова была разработана система моделей, представляющая собой совокупность четырех отраслевых моделей (Единой электроэнергетической системы, Единой системы газоснабжения, нефтяной промышленности и угольной промышленности) и территориальных моделей [6, 7]. Для взаимной увязки решений в СЭИ был разработан специальный метод блочного линейного программирования. Долгое время этот подход оставался основным в отечественных исследованиях ТЭК. В 1970-х годах предпринимались попытки построения моделей ТЭК мира [8]. Создание единых моделей ТЭК стало возможным в начале 1980-х годах с появлением более производительных компьютеров. В этот же период под влиянием политических процессов в бывшем СССР произошло усиление международного фактора в экономике энергетики. В 1992–1993 гг., вслед за рядом зарубежных моделей, в СЭИ по инициативе Ю.Н. Руденко разработана первая глобальная энергетическая модель, основная задача которой заключалась в оценке вариантов развития энергетических технологий [9].

Развитие идей при моделировании топливно-энергетического комплекса страны и мира обсуждается в гл. 4. Здесь же представляется необходимым обсудить важнейшие разновидности системных энергетических моделей. Объект моделирования можно схематично представить так, как показано на рис. 2.3. Многообразие существующих моделей можно классифицировать по основаниям пространственного или временного масштаба, способу учета динамических свойств объекта, замкнутости системы и др. На практике важным основанием классификации оказывается степень детализации описания отдельных частей моделируемой системы.

Наиболее распространены модели ТЭК, предназначенные для определения пропорций развития отраслевых систем энергетики и отличающиеся детальным описанием нагрузок и ресурсов, в первую очередь сырьевых. Детализация узлов обычно весьма высока, ресурсы и нагрузки (потребители энергии) могут быть соотнесены с конкретными географическими пунктами. Прочие отрасли экономики в явном виде не рассматриваются, а взаимосвязи ТЭК с ними учитываются косвенно, в основном через параметры соответствующих нагрузок. Технологии в моделях ТЭК описываются весьма обобщенно и, как правило, с позиций современных показателей их технико-экономической и экологической эффективности. НТП, если учитывают, обычно задают регрессионными уравнениями при расчете коэффициентов матриц A и D, а также вектора c. Типичная структура блока технологий: производство электроэнергии на ГЭС, АЭС и ТЭС; производство тепла на ТЭС и прочих установках (на ископаемом топливе); переработка угля, нефти и газа [10].

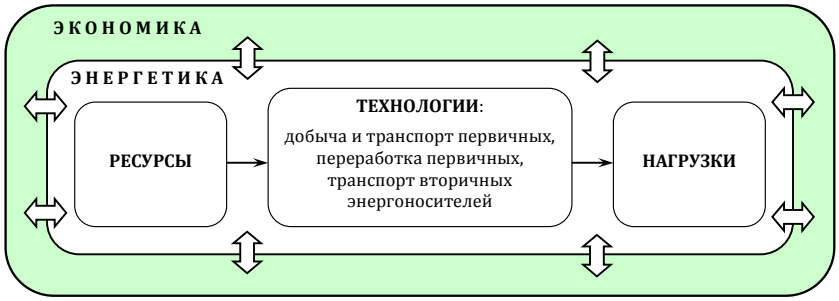


Рис. 2.3. Структура объекта моделирования в системных энергетических моделях.

Второй крупный класс системных энергетических моделей предполагает как раз детальное описание взаимосвязей между ТЭК и другими отраслями экономики (например, [11, 12]). Эти модели подробно учитывают динамику населения и энергопотребление по отраслям экономики. Основное назначение моделей второго класса – исследование влияния макроэкономических показателей на темпы роста энергетического сектора и наоборот. В макроэкономических моделях энергетики весь ТЭК на уровне мира, страны или крупного региона, как правило, описывается укрупненно, без «привязки» производителей и потребителей энергоресурсов к географическим пунктам. Еще одним отличием от моделей первого класса является использование стохастических (вероятностных) подходов, которые не свойственны первому классу моделей. Для описания НТП в моделях связей энергетики и экономики зачастую достаточно производственных функций – эконометрических зависимостей, связывающих удельную стоимость технологии с объемом ее внедрения.

Наконец, третий класс системных энергетических моделей составляют модели структуры технологий (системные технологические модели). Их отличают наиболее подробный учет множества технологий производства и преобразования энергии (до нескольких десятков), сравнительно укрупненное описание производства первичных энергоресурсов, отсутствие «географической привязки» потребителей. Сектор конечного потребления энергии детализируют по основанию графика потребления энергии и уровню мощности присоединенной нагрузки. Выделение узлов и групп потребителей производится по принципу единообразия условий применения технологий, например, по ценовым условиям топливоснабжения и уровню мощности нагрузок. В результате различные множества потребителей могут располагаться на одной и той же территории и описываться различными переменными. В этом состоит принципиальное отличие моделей структуры технологий от моделей ТЭК. Идеология построения системных технологических моделей обсуждена в монографии [13].

Разработка единого инструмента, в равной степени детализирующего узлы системы, взаимосвязи с другими отраслями экономики и технологии, не имеет смысла. Описанные классы моделей ориентированы на решение разных задач и имеют принципиально различную структуру переменных. Кроме того, детализация описания какой-либо части системы влечет необходимость соответствующей детализации исходной информации. При этом размерность задачи возрастает в геометрической прогрессии. Даже при неограниченных вычислительных ресурсах возникают ограничения, связанные с неприемлемой стоимостью сбора исходной информации и возможностью интерпретации получаемых результатов.

Первые модели структуры технологий появились в IIASA в 1980-х годах [14, 15]. Их разработка продолжается там по сей день [16]. В СЭИ первая модель структуры технологий создана С.П. Филипповым и И.Я. Кавелиным в начале 1980-х годов по инициативе Л.С. Беляева. Она была предназначена для исследования перспектив развития

процессов переработки и сжигания канско-ачинских углей (КАУ) на период 20–30 лет [17]. В тот период обсуждалась проблема масштабного получения из КАУ качественных энергоносителей. Модель была двухузловой: первый узел описывал Канско-Ачинский топливно-энергетический комплекс, а второй – ТЭК страны в весьма агрегированном виде. Учитывались четыре вида первичных энергоресурсов: уголь, нефть, природный газ и ядерное топливо. Уголь и нефть делились на две группы. Деление угля на КАУ и прочие угли преследовало цель исследовать конкуренцию между ними. Деление нефти на «традиционную» (с современной стоимостью) и перспективную «дорогую» предполагало анализ конкуренции между последней и искусственным жидким топливом из КАУ. В состав технологий включили производство облагороженного твердого топлива, искусственного жидкого топлива, искусственного газа (ЗПГ), моторного топлива, топливного метанола, водорода, а также несколько вариантов ПТУ, ПГУ (в том числе с внутрицикловой газификацией), МГД-установки, каталитические генераторы тепла и др. В результате были оценены условия, при которых становится экономически оправданным применение отдельных технологий переработки КАУ, а также приоритеты внутри множества таких технологий. Например, показано, что с увеличением стоимости традиционной нефти повышается экономическая эффективность флэш-пиролиза, а внедрение технологий гидрогенизации и синтеза Фишера–Тропша возможно только при условии удорожания замыкающей дорогой нефти [17]. При существовавших тогда показателях эффективности технологий преобразования в оптимальных решениях не оказалось искусственных углеводородных газов (ЗПГ), метанола и водорода. Сегодня, с учетом современного мирового опыта, можно заключить, что эти прогнозы развития технологий оправдались. Примечательно также, что подобные комплексные исследования в области энерготехнологического использования КАУ до сих пор востребованы [18].

Впоследствии в институте были разработаны еще несколько вариантов системных технологических моделей, в том числе мировые и региональные. Мировые рассмотрены в разд. 4.3, а среди региональных следует выделить две. В первую очередь необходимо отметить модель BEEM (Baikal Energy Environment Model), разработанную С.П. Филипповым и В.Н. Тыртышным в 1995–1996 гг., в период выполнения институтом крупного международного проекта «Экологически чистое энергоснабжение региона оз. Байкал». Проект был поддержан Евросоюзом по программе TACIS. Уже из названий модели и проекта следует выраженная направленность модели BEEM на углубленное рассмотрение экологических ограничений.

Экологические ограничения учитывались в системных энергетических моделях, начиная с 1970-х годов. Способы их описания совершенствовались, однако сохранялись некоторые принципиальные трудности, связанные с нелинейностью и вариабельностью воздействия объектов энергетики на окружающую среду в пространстве и во времени. Это объективно обусловливает трудности при получении агрегированных данных для узлов модели. Наиболее простым, однако и наиболее грубым, способом учета экологических ограничений является задание ограничений на валовые выбросы загрязняющих веществ. Они легко рассчитываются на основе удельных выбросов, известных для подавляющего большинства технологий. Вместе с тем величина выбросов никак не отражает меру допустимого воздействия на окружающую среду. Более строгий подход должен быть основан на рассмотрении концентраций загрязняющих веществ, для которых разработаны нормативы ПДК (предельно допустимых концентраций). Трудность использования концентраций в качестве ограничений заключается в том, что они помимо массы выбросов определяются условиями выброса (высота, температура, скорость истечения), а также орографическими, климатическими и метеорологическими условиями. Детальный учет этих чрезвычайно изменчивых факторов возможен в моде-

лях атмосферной динамики. Использовать такую модель как процедуру системной технологической модели невозможно, поскольку (а) эти модели требуют достаточно значительных вычислительных ресурсов и (б) эти модели разномасштабны по времени и пространственной дискретизации, что требует сложной процедуры их согласования. Для выработки оптимального способа учета ограничений на концентрации в институте выполнено специальное исследование, в котором сопоставлены особенности существующих моделей рассевания [19]. В результате предложена методика, в соответствии с которой: (1) выполняется расчет рассеивания для крайних вариантов выбросов из состава условий системной модели; (2) на местности выбираются контрольные точки, в которых достигаются наибольшие превышения ПДК; (3) производится поузловая дискретизация результатов расчета рассеивания; (4) строятся регрессионные зависимости, описывающие отклик поля загрязнений в контрольных точках на выброс единицы загрязняющего вещества. При этом каждый загрязнитель и каждая технология, естественно, рассматриваются раздельно. Полученные полиномы допускают использование при расчете соответствующих «экологических» коэффициентов матрицы *D*. Один из промежуточных результатов исследования представлен в табл. 2.2 и иллюстрирует многокритериальность влияния экологических ограничений на выбор технологии. Представленный в таблице результат привел ряд субъектов принятия решений к пересмотру представлений о приоритетах развития системы энергоснабжения региона.

Таблица 2.2. **Относительный вклад отдельных технологий в среднюю за зиму концентрацию загрязнителей в атмосфере г. Иркутска. Диапазон вариаций по территории города, %**

Технология	Загрязняющие вещества			
	CO	SO_2	NO_X	Твердые частицы
ТЭЦ	0,001–0,01	0,1–2	0,1–4	1–4
Котельные, более 5 Гкал/ч	3–15	62–80	35–75	8–30
Котельные, 5 Гкал/ч и менее	12–30	12–30	10–30	50–80
Домовые печи	50–85	7–25	10–50	10–40
Источники за пределами города	0,01–0,1	1–15	5–14	1–14

Модель BEEM использовала метод контрольных точек. Рекомендации, полученные при анализе ее результатов, легли в основу Программы энергосбережения Иркутской области [20] и дали начало нескольким направлениям работ в энергетике Байкальского региона. В числе последних следует выделить разработку в 1998–2002 гг. серии высокоэффективных малых угольных котлов, выполненную в ИСЭМ СО РАН по заказу Администрации области. Объем внедрения этих котлов только в Иркутской области к 2008 г. превысил 500 шт. Определенное влияние результаты исследования оказали и на выбор направлений использования природного газа в энергетике Иркутской области.

Вторая заслуживающая упоминания здесь региональная модель структуры технологий разрабатывалась коллективом авторов под условным названием СТМ в 2002–2004 гг. Ее значение состоит в нескольких новациях. Во-первых, разрабатывалась методика создания программно-вычислительного комплекса, позволяющего моделировать системы произвольного уровня – от отдельного предприятия до мировой энергосистемы. Определяющий вклад в этой части сделан С.П. Филипповым и А.В. Лебедевым. Во-вторых, была предпринята попытка унифицировать методики агрегирования информации о технологиях, причем сделана особая детализация сектора конечного потребления энергии. Наконец, наиболее существенной особенностью модели СТМ явилась ее ори-

ентация на исследование распределенной генерации энергии. Выяснилось, что распределенные генераторы имеют весьма сложные связи (технические, логические, финансовые) с другими составляющими системы и поэтому представляют значительную трудность для системного моделирования. Некоторые из поставленных при разработке СТМ вопросов до сих пор не решены, однако работа не оказалась напрасной, поскольку созданный программно-вычислительный комплекс продолжает использоваться для моделирования глобальной энергетической системы [21, 22].

Обзор системных технологических моделей будет неполным, если не упомянуть модели автономных энергосистем. Довольно большое число таких моделей создано в институте, начиная с середины 1990-х годов, в связи с оценками эффективности технологий нетрадиционной и возобновляемой энергетики. Подавляющее их большинство являются одноузловыми. Автономные системы энергоснабжения характеризуются стохастическим режимом работы возобновляемых источников энергии, резкой неравномерностью во времени электрических нагрузок и следующими из этого повышенными требованиями к резервированию мощности. Кроме того, они отличаются разнообразием возможных технологий и вариантов организации, а в реальных условиях их функционирования имеется значительный разброс стоимости топлива ископаемого происхождения. Отметим многочисленные разработки в области ряда возобновляемых источников и способов аккумулирования энергии, сделанные О.В. Марченко и С.В. Соломиным [23, 24], модели С.П. Попова и соавторов [25, 26], модели теплонасосных установок А.Ю. Маринченко и А.М. Клера [27, 28] и модели установок малой мощности на низкосортном твердом топливе А.В. Кейко [29].

Немаловажным вопросом при прогнозировании развития энергетики является согласование сектора генерации энергии и присущих ему темпов совершенствования технологий с НТП в секторе конечного потребления. Актуальность этого согласования определяется задачами в сфере энергосбережения, особенно в масштабе регионов и страны. Большое разнообразие промышленных потребителей энергии и сложное описание их энергопотребления делают прогноз спроса в секторе конечного потребления весьма трудоемким. Наиболее системная структуризация сектора конечного потребления, основанная на видах экономической деятельности, реализована в ИНЭИ РАН [228]. В этом подходе базовые тренды изменения энергоемкости отдельных видов деятельности рассчитывают исходя из внешних макроэкономических параметров. Альтернативный подход, предполагающий анализ энергетических балансов на различных иерархических уровнях промышленного производства по продуктово-технологическому принципу, хотя и является более основательным, на практике сталкивается с дефицитом адекватных исходных данных. В условиях рыночной экономики выполнить подобный анализ для ряда видов деятельности просто невозможно. В условиях же плановой экономики анализ производственных связей в энергопотреблении был востребован даже вне системного технологического моделирования и позволял планировать меры по энергосбережению. Такие исследования выполнены в СЭИ применительно к цветной и черной металлургии В.С. Степановым и соавторами [229, 230].

Термодинамическое моделирование. Физико-химический анализ технологических процессов сегодня – очевидная и неотъемлемая составляющая исследования всякой технологии получения, преобразования, транспорта и потребления энергии. Современному представлению о его значении, его основных положениях и направлениях развития посвящен разд. 2.2, поэтому здесь мы лишь кратко изложим основные этапы становления термодинамических подходов в институте.

Впервые целенаправленное исследование термодинамики физико-химических процессов было предпринято Б.М. Кагановичем и С.П. Филипповым в начале 1980-х годов в связи с оценкой перспективных энерготехнологических процессов использова-

ния ископаемого угля [17]. Для ряда технологий, уже упомянутых при обсуждении системных технологических моделей, были построены простейшие модели, учитывающие соотношения материального баланса, возможность осуществления превращений и термохимические эффекты. С их помощью оценены предельные показатели эффективности переработки угля в соответствующие целевые продукты. Они могли быть сопоставлены с типичными показателями известных в то время процессов и установок и отражали пределы их совершенствования.

К началу 1980-х годов относятся и предпринятые в институте попытки применить другой метод классического термодинамического анализа – поиск конечного равновесия с помощью экстремальных многокомпонентных моделей. Они привели к осознанию того, что модели конечных равновесий ограниченно применимы для описания процессов, целевые продукты которых образуются и расходуются на промежуточных стадиях до достижения системой конечного равновесия.

В 1985–1986 гг. в результате подробного анализа математической постановки задачи Б.М. Кагановичем и соавторами была предложена модель экстремальных промежуточных состояний (МЭПС). Идея МЭПС заключалась в поиске термодинамически допустимых состояний системы с заданными требованиями к ее составу. Критерий допустимости – существование такого пути перехода из начального состояния, вдоль которого монотонно изменяется характеристическая термодинамическая функция. Своим появлением идея МЭПС во многом обязана Е.Г. Анциферову, талантливому и разностороннему математику, который не только предложил и реализовал алгоритмы для решения этой задачи, но и выполнил глубокий математический анализ исходной постановки [30, 31]. Во второй половине 1980-х годов совершенствовались постановки задачи МЭПС. Предложены модификации модели, направленные на поиск экстремального выхода целевых продуктов при экономном расходовании исходных реагентов, при ограничении на выход побочных или вредных продуктов и др.

Первые МЭПС рассматривали системы, состоящие из газообразных и чистых конденсированных веществ, что удовлетворяло потребностям исследования технологий переработки топлив. С начала 1990-х годов началась разработка модификаций модели, специализированных по типу описываемых систем. В том числе разработаны модель идеальных растворов, модель растворов электролитов, модель поверхностного газа (адсорбированного на поверхности), модель дисперсных систем. В этот период с помощью МЭПС решали задачи, связанные с горением топлив, образованием вредных примесей, жидкофазной очисткой промышленных выбросов, некоторыми процессами химической промышленности. В середине 1990-х годов в круг решаемых прикладных вопросов вошли анализ процессов загрязнения воздуха, включая образование вторичных загрязнителей, экологическая совместимость энергетических и других промышленных производств. Предложенный тогда метод оценки химической чувствительности атмосферы [32] рассматривался как возможный способ учета экологических ограничений в системных технологических моделях.

Несколько модификаций МЭПС, созданных на стыке термодинамики и теории гидравлических цепей, предложены Б.М. Кагановичем в 1990-х годах. В их числе необходимо отметить группу моделей химических цепей (МЭПС с переменными потоками), позволивших исследовать ограничения, налагаемые механизмом химических реакций. Модели химических цепей были реализованы на ЭВМ в 1990–1991 гг. Е.Г. Анциферовым и Е.В. Таировой и прошли апробацию на задаче синтеза метанола из синтез-газа. Вторая группа моделей этого же класса – модели гетерогенных гидравлических цепей, описывающие потокораспределение в гидравлических системах с многофазными химически реагирующими потоками [33]. Наконец, третью группу составляют модели пространственно неоднородных систем, идея которых явилась логическим продолже-

нием моделей предыдущей группы. Областью их применения являются как системы с естественным ограничением потоков, например системы вентиляции, так и сплошные среды – топки энергетических котлов, реакторы промышленных установок, свободная атмосфера. Наиболее полное обсуждение моделей экстремальных промежуточных состояний сделано в монографиях [34, 35].

Отдельно следует остановиться на вопросе об осуществимости промежуточных состояний. Уже в результатах первых расчетов на МЭПС были замечены особенности, представляющие трудность при интерпретации решений. Например, в экстремальном состоянии могли одновременно присутствовать вещества, в реальных условиях быстро реагирующие между собой, такие как спирт и карбоновая кислота. Для интерпретации этих результатов требовалось привлечь дополнительную феноменологическую информацию. Это обстоятельство предшествовало появлению ключевого современного направления в развитии МЭПС – термодинамического анализа макрокинетических ограничений. Подходы к исследованию осуществимости равновесий начали формироваться в конце 1990-х годов. Было предложено расширить формулировку задачи МЭПС путем введения в нее дополнительных ограничений, выраженных в термодинамическом виде, т.е. без переменной времени [36]. Была также предложена общая методика исследования неполных равновесий, позволяющая получить решение, сколь угодно близкое к экспериментально наблюдаемому поведению химической системы [37]. Последовательное наложение ограничений и сопоставление с экспериментом продолжится до тех пор, пока не будет найдено активное ограничение (или их совокупность). В этом случае совпадет с экспериментом не только экстремальное состояние, но и найденное при тех же условиях состояние конечного равновесия. Результатом исследования является как собственно последовательность ограничений, так и рекомендации о путях воздействия на них с целью оптимизации моделируемого процесса. Термодинамический анализ процессов выходит на качественно новый уровень: помимо технических пределов эффективности он предлагает еще и обоснование направлений НИОКР, ориентированных на совершенствование технологии. Таким образом, появляется новый самостоятельный инструмент, для которого МЭПС выступает основой, последовательно заполняемой формализованными представлениями отношений движения (кинетическими, теплообменными, диффузионными и др.). Осмысление данного подхода [38] привело к тому, что сегодня называют «технологией термодинамического моделирования» (см. разд. 2.2).

Развитие «технологии моделирования» невозможно в отрыве от решения полномасштабных прикладных задач, и выше мы уже привели некоторые примеры объектов ее приложения. В настоящее время в числе таких объектов рассматриваются процессы шлакования топочных поверхностей [39] и газотурбинные установки для малой энергетики [40]. С начала 2000-х годов «полигоном» для наиболее полной и последовательной апробации МЭПС стали исследования технологий термохимической переработки низкосортных твердых топлив. Исследуемые процессы протекают в гетерогенной системе. Отсутствие единой физико-химической теории гетерогенных взаимодействий определяет значительные ограничения для применения детальных диффузионно-кинетических моделей, требующих большого количества инструментально получаемых и весьма вариабельных констант. Кроме того, объективное наличие конкурирующих диффузионных и кинетических ограничений позволяет сопоставить способы задания макрокинетических ограничений в МЭПС. Наконец, в процессе конверсии топлива образуются неравновесные жидкие продукты. В рамках работ по термохимической переработке твердых топлив обоснование МЭПС происходит с использованием как инструментальных методов (синхронный термический анализ, сорбтометрия и др.), так и полномасштабного натурного эксперимента [29].

Ретроспектива отдельных направлений и задач технологических исследований. В формате настоящей книги едва ли возможно рассмотреть постановки задач и результаты всех работ института, выполненных в области системного исследования энергетических технологий за 50 лет. Ряд таких работ уже были отмечены выше и обсуждаются в следующих разделах этой главы. Здесь мы рассмотрим лишь некоторые из тех проектов института, которые не получили подробного освещения в других разделах книги. Они не были одинаково результативны, однако были востребованы на определенных этапах развития системных технологических исследований в энергетике. Многие работы не утратили своей актуальности и по сей день.

Методология исследования НТП в энергетике. В первую очередь необходимо отметить ряд теоретических работ, заложивших основу методологии для системной оценки эффективности энергетических технологий. Их содержание во многом отражено в начале разд. 2.1 при обсуждении сущности НТП в энергетике и его роли в исследованиях больших систем энергетики. Методология системного исследования энергетических технологий берет начало в работах Л.С. Беляева, С.П. Филиппова, Б.М. Кагановича и др. Эти работы явились развитием общего подхода к изучению энергетики, обоснованного Л.А. Мелентьевым при создании дисциплины «Общая энергетика» [1, 41].

В нескольких публикациях, подготовленных в институте в первой половине 1980-х годов, совокупность технологий получения, преобразования, транспорта и потребления энергии рассмотрена с точки зрения свойств, присущих большим системам – свойств целостности, иерархичности, неопределенности, адаптивности [42–44]. Обосновано, что эта совокупность образует единую технологическую цепь и обладает собственными закономерностями и тенденциями развития, требующими учета при планировании развития ТЭК страны и ее регионов, а также при планировании НИОКР [42]. Определены структура, цели и содержание направления, объектом исследования в котором является НТП в энергетике, состав необходимых моделей [44]. Исходя из требований разумной заблаговременности решений по управлению развитием энергетики, обоснован временной горизонт прогноза НТП [45]. Определено место прогноза НТП в системе моделей энергетического комплекса, ориентированных на долго- и среднесрочный прогноз развития энергетики [2, 46]. Проработка системных технологических моделей в тот период только начиналась, поэтому прогноз НТП в производстве и использовании энергии выполнялся преимущественно эвристическими методами на основе данных о динамике ввода производственных мощностей, о составе и технико-экономических показателях технологий, возможностях отраслей по выпуску необходимых видов продукции [46]. Такой подход был объективно продиктован существованием плановой системы хозяйства. Для определения оптимальной структуры технологий рассматривались все допустимые комбинации вводов новых мощностей, принадлежащих одной укрупненной технологии.

Параллельно в институте выполнялась детализация собственно моделей, предназначенных для исследования НТП в энергетике. Были обоснованы принципы построения и взаимного согласования таких моделей, включая модели процессов, установок и систем [17, 47]. Впервые технико-экономическое исследование схем и циклов энергетических установок дополнили физико-химическим анализом. Появились первые термодинамические модели, предложена идея МЭПС, разработан математический аппарат для анализа экстремальных промежуточных состояний [30].

Разработка методических основ системного исследования энергетических технологий происходила и происходит на фоне решения конкретных задач. По мере накопления опыта анализа конкретных технологий и установок предпринимались попытки обобщения методологии. Одно из наиболее поздних обобщений сделано С.П. Филипповым и А.М. Клером в монографии [12].

Интегрированные энергетические системы (ИЭС). Концепция ИЭС впервые выдвинута в конце 1970-х годов В. Хефеле и соавт. [48, 49] в Юлихском исследовательском центре, ФРГ и предполагала следующее. Все собственные и привозные энергоресурсы заданной территории, включая органические, ядерные и т.д., преобразуются в один или несколько качественных и универсальных промежуточных энергоносителей, которые доставляются всем потребителям, а в некоторых схемах могут возвращаться в центр переработки первичной энергии. В зарубежных исследованиях применительно к таким системам получил распространение термин «новые ИЭС», противопоставляющий их многопродуктовому энергетическому производству на базе когенерации. Одна из наиболее известных схем ИЭС, получившая название «Адам-Ева», предполагала дальний транспорт энергии в форме химической энергии: тепловую энергию было предложено использовать для паровой конверсии метана, полученный синтез-газ транспортировался к потребителю, у которого производился экзотермический синтез метана, метан передавался обратно к источнику тепла. Предложены и другие хемотермические системы, основанные на обратимых процессах гидрирования этилена или нафталина, хлорировании этилена с получением хлорэтана, синтеза метанола из синтез-газа, а также экзотические схемы, использующие в качестве энергоносителя фосген $COCl_2$, серную кислоту или гидриды металлов (см., например [50]). Некоторые из хемотермических технологий рассматриваются и в наши дни – как в качестве ИЭС, так и в качестве технологий аккумулирования энергии [51]. Например, перспективны системы на базе гидридов и формиатов щелочных металлов. Вместе с тем интерес представляют и более простые ИЭС, предполагающие многопродуктовое производство, как правило, на основе переработки низкосортных твердых топлив.

Исследования ИЭС проводились в IIASA, в том числе с участием сотрудников СЭИ СО АН СССР [52]. В СЭИ были развернуты работы, направленные на определение возможных районов, экономической эффективности и оптимальных масштабов внедрения ИЭС в СССР. В частности, Ю.Д. Кононовым и В.З. Ткаченко разработаны математические модели для комплексной оценки роли ИЭС в национальной экономике, относящиеся к классу моделей взаимосвязей экономики и энергетики [53, 54] (см. выше разд. «Системные энергетические модели»). На примере КАТЭКа были определены необходимые на создание ИЭС затраты и возможные сроки внедрения, исследованы ресурсные ограничения. Показано, что для создания ИЭС в Красноярском крае наиболее жесткими окажутся ограничения, связанные с подготовкой и привлечением квалифицированных кадров, а вероятные сроки составят от 15 до 25 лет. Возможные параметры технологической структуры ИЭС КАТЭКа исследованы Л.С. Беляевым, С.П. Филипповым и Б.М. Кагановичем [55]. В этой работе было показано, что существенное наращивание установленной мощности в зоне КАТЭК невозможно без перехода на новые, более экологичные технологии глубокой переработки угля. В рамках этой же работы реализована первая в институте системная технологическая модель [56]. Кроме того, сформулированы рекомендации относительно состава НИОКР, необходимых для реализации угольной ИЭС [17, 57]. Наиболее полное изложение перспектив масштабного освоения месторождений канско-ачинских углей сделано С.П. Филипповым в отчете [58].

Идея интегрированных энергетических систем не прошла бесследно: сегодня она трансформировалась в несколько более узких перспективных направлений развития энергетики. В числе очевидных «наследников» концепции ИЭС следует отметить концепцию водородной экономики, концепцию экологически чистой угольной энергетики, создание энерготехнологических комплексов синтеза метанола и синтезов Фишера–Тропша. Структуру и экономическую эффективность интегрированных систем на основе газификации угля, предназначенных для совместного производства водорода, жид-

ких моторных топлив, электроэнергии, а также улавливания и захоронения CO_2, сегодня исследуют в IIASA [59], в Центре технологий газификации (г. Фрайберг, Германия) [60] и нескольких других мировых научных центрах. В ИСЭМ СО РАН работы аналогичной направленности выполняются Э.А. Тюриной и соавт. [61, 62]. В частности, они исследовали возможности схемно-параметрической оптимизации ряда энерготехнологических установок, а также сопоставили экономическую эффективность производства и транспорта альтернативных энергоносителей в зависимости от масштабов переработки и дальности поставок. Более подробно эти работы обсуждены в разд. 2.4. В настоящее время некоторые многопродуктовые производственные системы, отвечающие определению ИЭС, исследуются в интересах отдельных субъектов Российской Федерации. Тем не менее термин ИЭС практически вышел из употребления.

Исследования ядерных энергоустановок и хемотермических циклов на основе атомной энергии, выполнявшиеся в институте, тесно примыкают к работам по прогнозированию ИЭС. Это естественно, коль скоро атомные станции рассматривались в качестве основного источника энергии для новых ИЭС. Расцвет этих исследований пришелся на конец 1970-х – 1980-е годов. Позже события вокруг аварии на Чернобыльской АЭС и экономические потрясения в стране надолго затормозили развитие отечественной ядерной энергетики. Как на заре атомной энергетики, так и сегодня основным способом преобразования ядерной энергии в электрическую остается относительно низкоэффективный паросиловой цикл. Сохраняется проблема утилизации сбросного тепла от АЭС. В этой связи остается актуальной разработка новых способов получения конечных энергоносителей на основе ядерного деления. При этом важной особенностью ядерной энергетики является ее «многопродуктовость», подразумевающая одновременное производство энергии и вторичного ядерного горючего. Это обстоятельство заметно усложняет моделирование и планирование развития атомных энергосистем.

Исследования института в области технологий атомной энергетики были достаточно разнообразны и потребовали значительных трудозатрат, а их вдохновителем выступил Л.С. Попырин. В разное время работы выполнялись в тесном контакте с Курчатовским институтом, ИБРАЭ РАН, ФЭИ им. А.И. Лейпунского. Ю.В. Наумов, А.Л. Малевский, В.В. Лесных и другие исследовали особенности описания топливных балансов ядерной энергетики, предложили оптимизационные модели ядерно-топливного комплекса, рассмотрели вопросы обоснования выбора типа энергоисточника [63, 64]. Ими же разработаны модели реакторов ряда конструкций, включая газоохлаждаемые и на быстрых нейтронах. Паросиловую часть исследовали А.А. Иванов и Т.Ф. Ковалева. А.Ф. Лашин рассматривал подходы к сопоставлению альтернативных ядерных топливных циклов, включая урановый, плутониевый, уран-плутониевый (смешанный), ториевый. Л.Д. Измайлов и А.В. Федяев исследовали эффективность применения атомных ТЭЦ в системах централизованного теплоснабжения, включая хемотермические системы [65, 66].

В связи с атомной энергетикой в институте получили развитие и некоторые другие, самостоятельные направления исследований. Так, в начале 1990-х годов О.В. Марченко с соавт. [67] подробно исследовали свойства и методы расчета термоэлектрических генераторов – технологии прямого преобразования тепловой энергии в электрическую. В частности, было показано, что термоэлектрические генераторы могут найти эффективное применение в малой энергетике удаленных и северных территорий. Для исследования быстрых теплогидравлических процессов, характерных для паросиловой части ядерных энергоустановок, в институте создана и эксплуатируется по сей день уникальная установка – Высокотемпературный контур. Работы в этой области, начавшиеся под руководством Б.П. Королькова и продолжающиеся под руководством

Э.А. Таирова, направлены на анализ как нормальных режимов работы оборудования, так и особенностей нестационарного теплообмена в аварийных ситуациях [68–70].

С начала 2000-х годов исследования в области ядерной энергетики продолжались группой под руководством О.В. Марченко применительно к атомным электростанциям малой мощности, включая мобильные. Кроме того, институт принял участие в анализе сценариев развития ядерной энергетики в XXI в., выполненном под эгидой МАГАТЭ международной группой специалистов в составе шести организаций [71]. В этом проекте использовалась системная технологическая модель мира GEM-10R.

МГД-генераторы замкнутого цикла стали объектом исследования в 1980–1990-х годах. Работы по тематике МГД-преобразования энергии, выполнявшиеся в контакте с Токийским университетом, включали анализ термодинамических циклов и возможных технологических схем установок, а также ряд физико-технических вопросов, касающихся способов и качества распределения присадки в МГД-каналах [72–74]. Сопоставление перспективных и традиционных установок выявило ограничения для эффективного применения МГД-установок и показало, что их использование целесообразно при адиабатическом КПД не ниже 65 %. Последнее требование оказалось трудновыполнимым для уровня техники по состоянию на начало 1990-х годов. Как бы то ни было, с повышением рабочих параметров серийных газовых турбин и появлением коммерческих ПГУ с КПД на уровне 55–60 % работы в области МГД-преобразования энергии утратили свою актуальность.

Энергетические системы с компонентами космического базирования (космические энергосистемы) по инициативе Ю.Н. Руденко исследовали в 1990-х годах Л.С. Беляев, С.П. Филиппов и Г.Б. Славин при определении направлений долгосрочного развития энергетики мира [75, 76]. Объективными причинами интереса к тематике космической энергетики выступили (а) принятая в 1992 г. в Рио-де-Жанейро концепция устойчивого развития и (б) необходимость ослабления зависимости глобальной энергетики от геополитических отношений между промышленно развитым «Севером» и богатым энергоресурсами развивающимся «Югом». В России, кроме этого, существовала и собственная субъективная причина: в условиях экономического спада, последовавшего за фрагментацией СССР, требовались новые применения для высокозатратного, однако сохраняющего мировое лидерство, гражданского сектора ракетно-космической отрасли. В 1991 г. в программе Отделения физико-технических проблем энергетики (ОФТПЭ РАН) выделено новое научное направление «Глобальные и космические энергетические системы», в котором СЭИ СО РАН являлся головным исполнителем наряду с НИИ тепловых процессов (НИИТП РКА). В 1992 г. образован одноименный Объединенный научный совет РАН и Российского космического агентства, который до 1994 г. возглавлял академик Ю.Н. Руденко.

Из трех возможных способов организации космической энергосистемы рассматривались два: (1) создание солнечных энергетических спутников единичной мощностью порядка 5 ГВт(э) на геостационарной орбите Земли и (2) создание лунной энергетической системы мощностью до 20 ТВт(э) с передачей энергии на Землю посредством спутников-ретрансляторов. В этих способах излучение Солнца преобразуется фотоэлектрическими устройствами в электроэнергию, которая передается на Землю микроволновым или СВЧ-излучением. Третий способ, связанный с добычей на Луне изотопа ^{3}He и его транспортировкой на Землю для последующего использования в термоядерных реакторах, не рассматривался в связи с неопределенностью сроков возможного освоения термоядерных энергетических установок. Особенность космических энергосистем – доставка на околоземную орбиту и Луну необходимой массы грузов с Земли, которая влечет неприемлемые экологические и экономические издержки, поэтому единственной возможностью создания космической энергосистемы является создание на

Луне обитаемой промышленной базы, достаточной для изготовления из лунных материалов большей части оборудования для компонентов космического базирования. Для оценки целесообразности создания космической энергосистемы была построена специализированная системно-технологическая модель (модификация модели GEM-10R), учитывающая мировые и региональные системы нефте-, газо- и углеснабжения, системы ядерной и возобновляемой энергетики, электроэнергетические системы и связанные с ними энергохимические комплексы. Больших усилий потребовала оценка технических и экономических показателей компонентов космического базирования. Временной горизонт анализа составил 100 лет – от 2000 до 2100 гг. В результате было показано, что (1) лунная энергосистема оказывается более универсальной, чем орбитальная; (2) затраты на создание космических энергосистем окажутся приемлемыми только в случае одновременного ограничения на выбросы углекислого газа (на уровне 1990 г.) и моратория на использование ядерной энергии; (3) наибольший эффект от применения космической энергосистемы проявится в Японии и Южной Корее, в Западной Европе, затем в Юго-Восточной Азии и Северной Америке; (4) полученные ранее в США и Западной Европе оценки капитальных затрат на создание космической энергосистемы и себестоимости электроэнергии сильно занижены – как минимум, в 4 раза. Более подробно исследования мировой энергетики рассмотрены в разд. 4.3. Рассматривалась также возможность создания межконтинентальных электрических связей через спутники на геостационарной орбите Земли, однако детальное системное сопоставление не выполнялось.

Технологии переработки твердых топлив представляют собой одно из научных направлений, развиваемых в институте с момента его создания, хотя и с перерывами. В 1950-х годах на уровне Совета Министров СССР рассматривался вопрос о создании на территории страны третьего металлургического района – в дополнение к криворожскому и уральскому. Его центром предполагалось сделать Иркутскую область (Ангаро-Илимский железорудный бассейн). Тогда в составе Института химии и энергетики ВСФ АН СССР, основанного в Иркутске в 1949 г., была создана Лаборатория новой техники полукоксования под руководством А.Л. Перепелицы. Задачей лаборатории было исследование процессов полукоксования углей Иркутского бассейна с получением качественных бездымных топлив и металлургического кокса. В 1961 г. лаборатория в полном составе переведена в состав вновь созданного СЭИ СО АН СССР. Она располагала экспериментальной базой в Иркутске и опытно-промышленным производством в г. Черемхове. Создано несколько опытно-промышленных установок полукоксования черемховского угля с твердым теплоносителем мощностью до 500 кг/ч (2,5 МВт). Полученные в этих работах данные о физико-химических и технических свойствах иркутских углей в процессах их термической переработки до сих пор представляют интерес в аналогичных исследованиях [77, 78].

К 1966 г., когда А.Л. Перепелица ушел из жизни, создание третьего металлургического района было отложено, и лабораторию расформировали. Однако уже в середине 1970-х годов интерес к переработке угля возобновился в связи с планами расширенного освоения зоны КАТЭК. Тогда начались описанные выше исследования в области технологий глубокой переработки канско-ачинских углей. Исследования перспектив их использования завершились в 1992 г. подготовкой обобщающего отчета [58]. В 1995–1997 гг. Ю.В. Наумов, А.А. Иванов и П.П. Павлов выполнили исследование по сопоставительному сжиганию ряда углей Восточной Сибири в отопительных котлах небольшой единичной мощности. Были обследованы десятки котлов, проведено около двухсот натурных экспериментов с использованием современной измерительной аппаратуры. Цель работы – выработка рекомендаций по повышению энергетической и экологической эффективности промышленных и коммунальных котельных региона. Соответст-

вующие рекомендации были сформулированы, однако были выявлены и некоторые недостатки, требующие более радикальных решений. Оказалось, что КПД исследованных котлов составляет в среднем 62 %, что является следствием исключительно низкого уровня эксплуатации как собственно котлов, так и локальных систем теплоснабжения. Кроме того, в котельных сжигали рядовые угли, отличающиеся от проектных высокой влажностью и высоким содержанием мелочи. Наконец, ремонты котлов производились зачастую в кустарных условиях и сопровождались кустарной же реконструкцией, что привело к фактическому отклонению параметров оборудования от проектных. Результатом полученных неутешительных выводов стала разработка в 1998–2001 гг. этой же группой сотрудников серии слоевых котлов (рис. 2.4), допускавших работу на рядовых углях, менее прихотливых к качеству подпиточной воды и существенно более ремонтопригодных. Даже при неблагоприятных условиях эксплуатации КПД котлов оказывался не ниже 74 %, а при грамотной эксплуатации удавалось достичь уровня 90 %, достаточно редкого для твердотопливной техники. Получен патент на конструкцию котлов.

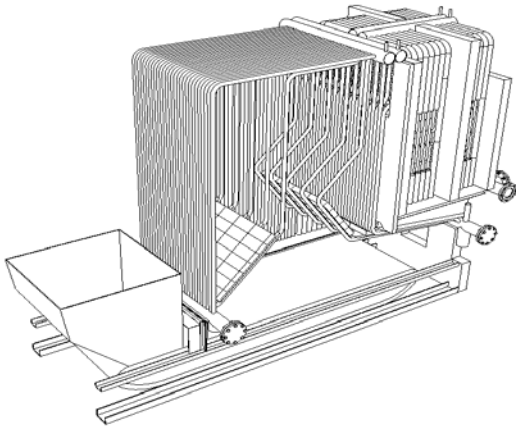


Рис. 2.4. Общий вид котла конструкции ИСЭМ мощностью 1,5 Гкал/ч.

В начале XXI в. в фокус внимания снова попали технологии термохимической переработки низкосортных твердых топлив, на этот раз – в связи с исследованиями технологий распределенной генерации энергии. Было показано, что технологии термохимической конверсии уже слишком долго, более полувека, находятся на рубеже своего широкого внедрения. При этом КПД преобразования химической энергии исходного топлива в химическую энергию горючих газов ($КПД_{хим}$) не превышает 70–75 %. Для исследования физико-технических ограничений на повышение энергетической эффективности были проведены теоретические исследования с помощью МЭПС, показавшие возможность повышения $КПД_{хим}$ до уровня 95–98 %. Натурная апробация термодинамически допустимых режимов конверсии с определением вида и силы макрокинетических ограничений выполнена и продолжается с использованием созданного в институте стенда термохимической конверсии. Результаты этих исследований получили отражение в брошюре [29] и других публикациях. В частности, было показано влияние начальной экзотермической стадии внутреннего горения топлив на эффективность процесса конверсии. Для низкосортных твердых топлив с высоким содержанием кислорода эта стадия обусловливает возникновение в реагирующей системе отрицательных обратных связей, препятствующих управляющим воздействиям на ход процесса. Примечательно, что в современных исследованиях термохимической конверсии исследуются фактически те же характеристики процессов, что и в работах А.Л. Перепелицы. Более

того, изменение характеристик топлива по ходу цикла его переработки А.Л. Перепелица и сотрудники измеряли с помощью тех же методов, которые применяют и сегодня, хотя и на новом техническом уровне, А.Н. Козлов и Д.А. Свищев – термический анализ и сорбтометрию [79–81].

Современные задачи исследований НТП в энергетике. Тематические области, составляющие сегодня сферу актуальных задач системных технологических исследований в энергетике, достаточно очевидны. В теоретическом плане интерес представляют следующие вопросы.

1. Требуется переосмысление используемых методических подходов к прогнозированию энергетических технологий и выработка таких способов обоснования решений, чтобы они в лучшей степени отвечали потребностям принятия решений по достоверности, информативности, глубине и своевременности. В первую очередь следует ориентироваться на научное сопровождение деятельности по осуществлению властных полномочий органами государственной власти и выработке экономических механизмов поддержки перспективных энергетических технологий.

2. Необходимо развитие технологии термодинамического моделирования и реализация ее методов в форме вычислительных инструментов и простых методик их применения. Особый интерес представляют способы учета макрокинетических ограничений в гетерогенных и пористых (фильтрационных) реагирующих системах. Детальная программа исследований в этой области сформулирована в работе [82].

3. Крайне целесообразна унификация исходной информационной базы, используемой в исследованиях энергетических систем различного уровня. Такая база нашла бы применение не только при исследованиях НТП в энергетике, но и в других, смежных подразделах энергетической науки.

4. Целесообразно выполнить работу, в которой был бы осуществлен целенаправленный анализ институциональной среды развития энергетических технологий. В первую очередь речь идет о нормативном правовом обеспечении энергетического производства и инноваций в сфере энергетики. Сегодня известно много примеров несогласованности нормативных положений, однако систематическое представление направлений развития законодательства пока не сделано.

Практические аспекты развития энергетических технологий, представляющие интерес для изучения, включают следующие задачи.

5. До сих пор не решены многие вопросы, касающиеся возможных сроков внедрения и оптимальной структуры систем распределенной генерации энергии в России. В первую очередь это связано с тем, что рыночные механизмы в данной сфере пока не заработали, а, следовательно, требуется выработка системы мер, включая законодательные, направленных на уточнение приоритетов развития малой энергетики в стране.

6. Сохраняется актуальность исследований в области межгосударственных электрических связей. По-прежнему отмечается высокая неопределенность относительно создания межгосударственных энергообъединений с участием России, с одной стороны, и Китая, Северной и Южной Кореи, Японии, Монголии – с другой. Технических проблем создание таких систем не встречает, однако необходима выработка принципов и механизмов согласования политических решений.

7. Нет ответа на вопрос, возможно ли эффективное использование низкосортных твердых топлив в установках малой единичной мощности. Этот вопрос был сформулирован еще 6 лет назад [83], однако имеющиеся знания о процессах термохимической конверсии низкосортных топлив пока не позволяют ответить на него однозначно. Необходимо, как минимум, завершить исследование макрокинетических ограничений, присущих этим процессам. В частности, заслуживают внимания ступенчатые схемы, ранее не получившие достаточного внимания.

8. Необходимо продолжить анализ условий применения технологий, которые быстро изменяются под влиянием различных факторов как экономического, так и внеэкономического характера. Например, пока неизвестно, как скажется планируемое расширение малоэтажного строительства на конкурентных свойствах технологий получения и транспорта энергии.

2.2. Физико–химический анализ технологических процессов в энергетике

Физико-химический анализ – исходный пункт оценки технико-экономической, экологической, социальной, индивидуальной и системной эффективностей технологий. Действительно, физика процесса в наибольшей степени определяет конструкцию технологической установки, а от конструкции зависят надежность и удобство в эксплуатации, вредные воздействия на человека и окружающую среду. Кроме того, физикой оказывается сильное, а часто и решающее влияние на особенности и сложность математического моделирования исследуемых объектов.

При исключительно широком «спектре» решаемых в ИСЭМ технологических проблем разрабатывается соответственно и большое количество разнообразных математических моделей, модифицируемых с учетом специфики изучаемых явлений. Представление о содержании и методике анализа конкретных установок читатель получит из текста следующих разделов данной главы. Здесь мы обсудим развитие в институте технологии моделирования физико-химических процессов на основе положений классической равновесной термодинамики.

Именно термодинамика в силу универсальности, а в пространстве макроскопических переменных и всеобщности, своих положений наилучшим образом способствует установлению единства в анализе физико–химических и технико-экономических задач и созданию единого языка описания междисциплинарных проблем энергетики. Возможности термодинамического моделирования уже рассматривались в разд. 1.3. В развитии этого моделирования была намечена цель создания «замкнутой» технологии, позволяющей решать любые задачи, которые относятся к области приложений равновесной термодинамики. Термин «технология» в данном случае соответствует его смыслу, предложенному в работе А.Н. Горбаня и И.В. Карлина [84], в которой сформулирована научная дисциплина – «Технология моделирования» («Model Engineering»), получившая дальнейшее развитие в [85]. Содержание этой дисциплины составило построение исследуемой математической модели, наиболее удобной как с вычислительной точки зрения, так и с точки зрения содержательного анализа. Удобство достигается в результате оптимальной редукции, описывающей изучаемый объект системы уравнений. Одним из распространенных способов редукции стал перевод исходного формализованного описания проблемы из кинетического пространства в пространство термодинамических переменных, в котором соблюдается второй закон термодинамики.

В использовании термодинамики для редукции моделей движения (траекторий), в свою очередь, можно выделить три подхода: 1) преобразование уравнений траектории путем перехода от кинетических к термодинамическим переменным; 2) переход от кинетического описания траектории к термодинамическому описанию ее конечной точки – состояния полного равновесия – x^{eq} и 3) замена описания траектории термодинамическим описанием достигаемого из заданного исходного состояния моделируемой системы множества равновесных состояний. Первый подход получил всестороннее развитие в работах А.Н. Горбаня [84, 86], М. Файнберга [87] и др. Второй подход представляет традиционный метод классической равновесной термодинамики. Третий, разви-

ваемый в ИСЭМ, в рамках этой же термодинамики составляет новое оригинальное направление.

Инструментом для составляющего суть третьего подхода преобразования описаний движения в описания покоя стала кратко изложенная в разд. 1.3 модель экстремальных промежуточных состояний (МЭПС). В последние годы создаются ее модификации, которые включают ограничения на необратимую макроскопическую кинетику вида (1.5), конкретизируемые применительно к относящимся к предмету энергетических исследований химическим превращениям и процессам переноса.

Работы по термодинамическому моделированию на основе МЭПС включают четыре естественных направления:

1) обоснование допустимых областей равновесного моделирования и, в частности, возможностей его распространения на необратимые процессы и открытые системы;

2) создание достаточно представительного набора модификаций МЭПС, позволяющего анализировать широкий круг интересных в теоретическом и прикладном отношениях энергетических проблем;

3) сопоставление достоинств и недостатков МЭПС и их конкурентов (моделей химической кинетики, неравновесной термодинамики, синергетики, теории динамических систем и др.) и разграничение областей эффективного применения тех и других;

4) решение по возможности большего числа конкретных задач и анализ накапливаемого опыта моделирования.

В первом направлении был выполнен анализ использования принципов равновесия и, в том числе, термодинамических интерпретаций равновесных состояний классиками физики и математики [35, 82, 88]. Основополагающим в формализации равновесных описаний разнообразных движений и состояний стало лагранжево построение всего здания ньютоновской механики, исходя из уравнения равновесия механической системы [89]. По образцу Лагранжа в дальнейшем были изложены макросокпическая термодинамика Д.В. Гиббсом [90] и математическая экономика Л. Вальрасом [91]. Данные Лагранжем математические трактовки равновесных состояний и траекторий явились базой для создания математического аппарата равновесного моделирования: метода множителей, вариационного исчисления и математического программирования.

В работах Кирхгофа по теории электрических цепей 40-х годов XIX в., имеющих явно термодинамический характер, дано, исходя из условия равновесия между положительно и отрицательно заряженными «электрическими жидкостями», доказательство закона Ома, согласующее электростатику и электродинамику, [92] и за несколько десятилетий до формулировки Рэлеем принципа минимальной диссипации энергии и примерно за 100 лет до выводов Онсагером и Пригожиным теоремы о минимуме производства энтропии доказана теорема о минимальном в случае изотермического движения зарядов выделении теплоты в пассивной (без источников электродвижущих сил) электрической цепи.

Обоснование положений равновесной термодинамики привело к созданию статистической физики и раскрытию взаимосвязей между равновесием и вероятностью. Из предложенных Больцманом и Гиббсом вероятностных трактовок равновесных процессов выяснилась возможность их объяснений как необратимых. Действительно, направленность этих процессов к точке максимума энтропии (или экстремума какой-либо другой характеристической функции) связана с последовательными переходами из менее вероятных в более вероятные состояния. Движение в обратном направлении от состояний с большими вероятностями осуществления к маловероятным практически трудно реализуемо. Идея строгого доказательства необратимого характера равновесных процессов была предварительно намечена супругами Эренфест [93, 94] и в наше время реализована А.Н. Горбанем с соавт. [95]. Яркие примеры равновесных описаний разнооб-

разных необратимостей содержится в работах Гиббса (воспламенения, горения и взрывов водорода в кислороде [90]), Планка (излучения света [96]), Эйнштейна (поглощения света [97], опалесценции [98], диффузии [99]) и других классиков физики.

В ИСЭМ предложена двойственная трактовка равновесных процессов как одновременно обратимых (с точки зрения взаимодействия моделируемой системы с окружающей средой), так и необратимых (с точки зрения их внутренней природы). «Обратимую» трактовку удобно использовать в анализе эффективности тепловых двигателей и холодильных установок, а «необратимую» – при изучении принципиально необратимых явлений (тепло- и массообмена, движения вязкой жидкости, взрывов, гидравлического удара и др.). Непосредственно на основе второго закона даны интерпретации главных положений неравновесной термодинамики (соотношений Онсагера, теоремы Пригожина, принципа симметрии). Для случаев невозможности строгих обоснований равновесных описаний раскрыты допустимость и эффективность применения равновесных аппроксимаций.

В рамках второго направления разрабатываются три основных класса МЭПС: 1) с переменными параметрами, 2) с переменными потоками и 3) пространственно неоднородных систем. Модели второго класса, в свою очередь, делятся на две группы: с реальными потоками, распределяющимися на схемах в виде графов, и с условными потоками на условных графах, ветви которых отображают отдельные стадии происходящего в моделируемой системе физико-химического процесса (химические реакции или процессы переноса). Все создаваемые модификации МЭПС формулируются и анализируются на языке математического программирования – математическом языке равновесий.

Наиболее разработанными и нашедшими наибольшее практическое применение на сегодня являются МЭПС с переменными параметрами. Они многократно и успешно использовались в энергетическом и экологическом анализах процессов сжигания и переработки топлив, сопоставлении различных способов очистки уходящих газов технологических установок от соединений серы и азота, оценке воздействия энергетических и других антропогенных выбросов на загрязнение атмосферы.

Уже из первых применений параметрических МЭПС выявилось основное преимущество развиваемого в ИСЭМ подхода по сравнению с традиционной постановкой задачи равновесной термодинамики (поиском точки конечного равновесия) – возможность анализа технологических и природных процессов, в которых полного, конечного равновесия не достигается. Эта возможность резко расширила область приложений равновесного моделирования. Например, стала доступной для него химия атмосферы, считавшаяся многими специалистами «запретной» для термодинамических исследований. В области переработки топлив был «снят запрет» на термодинамическое описание гидрогенизации и пиролиза угля.

В настоящее время модернизация и создание новых модификаций параметрических МЭПС связаны в основном с развитием способов формализации ограничений на макроскопическую кинетику и их конкретизации применительно к специфике исследуемых проблем. Именно использование этих ограничений позволяет значительно повысить точность оценок достижимых на пути к конечному равновесию промежуточных состояний. Реализация потенциальных возможностей термодинамического (не включающего переменную времени) описания макрокинетики, конечно, представляет далеко не тривиальную задачу. Так, применительно к МЭПС пока не удалось использовать предложенный А.Н. Горбанем способ, связанный с преобразованием правых частей уравнений химической кинетики и заменой переменных концентраций переменными потенциалами, поскольку он предназначен для употребления в рамках первого из упо-

мянутых выше методов редукции моделей траекторий и трудно применим к моделям состояний.

Нашли применение и развиваются в рамках МЭПС три способа формализации кинетических ограничений [82]: 1) предполагающий использование интегралов кинетических уравнений, лимитирующих отдельные стадии механизма изучаемого процесса; 2) заключающийся в лимитировании этих стадий заданием дополнительных термодинамических соотношений и 3) основанный на непосредственном выводе из условий равновесия термодинамической формулировки кинетических уравнений и кинетических коэффициентов.

В решении прикладных задач в настоящее время используются исключительно два первых способа. В то же время именно третий способ в наибольшей мере обеспечивает цельность термодинамического построения МЭПС и наиболее ярко иллюстрирует всемогущество (неограниченность области применений) термодинамики. Для реализации этого способа очень многое можно заимствовать у классиков. Прежде всего надо помнить и использовать опыт Лагранжа в построении уравнений траекторий механических систем, исходя из уравнения их равновесия. Непосредственно к макрокинетике относятся уже упомянутые «равновесные» выводы закона Ома Кирхгофом, закона диффузии Фика Эйнштейном, законов лучистого теплообмена Планком и Эйнштейном. Ряд аналогичных выводов приведен в работах ИСЭМ [35, 88]: закона действия масс, формул Аррениуса и гидравлического удара. Для полного обоснования и обеспечения широкого применения третьего способа формализации макроскопических ограничений предполагается вывести из условий равновесия уравнения всех важнейших процессов переноса вещества, энергии и зарядов. Для ясного понимания взаимосвязей между теориями и моделями движения и покоя, траекторий и состояний требуется уточнить смысл понятий «кинетическое уравнение» и «кинетический коэффициент». Трактовки научных понятий и терминов определяются содержанием теории, в рамках которой они используются. Если при построении МЭПС входящие в систему ограничений уравнения кинетики мы выводим из анализа термодинамического равновесия и используем для характеристики возможных состояний, то и трактовать эти уравнения и входящие в них коэффициенты в данном случае логичнее не как кинетические, а как термодинамические. Логичность таких трактовок подтверждается и формулировкой МЭПС на языке МП – математической теории решения задач поиска равновесий. Приведенные рассуждения позволяют аргументировано возразить специалистам, которые при обсуждениях потоковых модификаций МЭПС высказывали мнение, что эти модификации следует относить к моделям неравновесной термодинамики, поскольку в них используются «кинетические» коэффициенты.

Термодинамические модели потокораспределения в многоконтурных гидравлических системах создавались в ИСЭМ в ходе подготовительного этапа к построению МЭПС механизмов физико-химических процессов и первоначально предназначались для проверки плодотворности идеи термодинамического моделирования на графах. МЭПС изотермического стационарного потокораспределения в активной цепи была сформулирована в виде:
найти:

$$\max \sum_{i=1}^{n} P_i^{br} x_i \tag{2.5}$$

при условиях:

$$Ax = 0, \tag{2.6}$$

$$\sum_{i=1}^{n} P_i^{mov} x_i - \sum_{i=1}^{n} P_i^{br} x_i = 0, \tag{2.7}$$

$$\varphi_r(x) \le \Psi_r, \qquad r \in R^{\lim}, \tag{2.8}$$

$$P_i^{\mathrm{br}} = f_i(x_i), \qquad i = 1,...,n. \tag{2.9}$$

Использованные в системе (2.5)–(2.9) обозначения уже разъяснялись в примечаниях к модели (1.1)–(1.5). Целевая функция (2.5), представляющая суммарную диссипацию кинетической энергии потоков, при изотермическом движении жидкости пропорциональна производству энтропии в цепи и ее передаче в окружающую среду, т.е. пропорциональна накоплению энтропии изолированной системой (объединением цепи и окружения). Очевидно, что точка максимума этой функции соответствует состоянию конечного равновесия моделируемой системы. Таким образом, модель (2.5)–(2.9) позволяет на основе положений равновесной термодинамики определять результаты такого принципиально необратимого процесса переноса, как движение вязкой жидкости. Понятно, что потоки в МЭПС в соответствии с приведенными выше разъяснениями трактуются статически как координаты состояний.

С помощью модели (2.5)–(2.9) могут быть описаны гидравлические цепи и с сосредоточенными, и с регулируемыми, и с распределенными параметрами [35, 82, 88]. Разумеется, в зависимости от типа цепей будут меняться виды функций $f_i(x_i)$ в равенствах (2.9) (замыкающих соотношениях). В [33] система (2.5)–(2.9) была видоизменена применительно к описанию потокораспределения в гетерогенных цепях, в которых потоки на ветвях подвергаются химическим превращениям и фазовым переходам. В анализе таких цепей экстремальный термодинамический подход в наибольшей мере выявляет свои преимущества относительно использования замкнутых систем уравнений. В частности, он оказывается наипростейшим в практической реализации. В ИСЭМ разработана и модель нестационарного потокораспределения [82, 88], в которой переходный режим движения жидкости представляется последовательностью состояний частичных равновесий. В [82, 88] МЭПС вида (2.5)–(2.9) использовались в качестве составных частей для построения более общих моделей технико-экономической оптимизации (оптимального синтеза) трубопроводных энергетических систем. В моделях синтеза положения термодинамики распространялись одновременно и на физические, и на экономические явления (см. разд. 1.3).

Модели вида (2.5)–(2.9) и построенные на их основе более общие МЭПС дали возможность определять критерии экстремальности для различных случаев взаимодействия гидравлических систем с окружающей средой, что в течение долгого времени оставалось нерешенной проблемой в развитии ТГЦ, и выявлять сводимость решаемых задач к задачам выпуклого программирования.

С использованием накопленного при создании МЭПС гидравлических систем опыта разработана модель механизмов (совокупностей стадий) физико-химических процессов:
найти:

$$\max\left[F(x(\xi)) = \sum_{j \in J^{\mathrm{ext}}} c_j x_j(\xi)\right] = F(x(\xi^{\mathrm{ext}})) \tag{2.10}$$

при условиях:

$$x_j = y_j + \sum_i \nu_{ij} \xi_i, \quad j = 1,...,n, \qquad i = 1,...,m, \tag{2.11}$$

$$D_t(y) = \{\xi : x(\xi) \le y\}, \tag{2.12}$$

$$\varphi_r(x_r(\xi)) \le \Psi_r, \qquad r \in R^{\lim}, \tag{2.13}$$

$$G(x(\xi)) = \sum_j G_j(x(\xi))x_j, \tag{2.14}$$

$$x_j \ge 0, \qquad 0 \le \xi_i \le 1, \tag{2.15}$$

где $\xi = (\xi_1,...,\xi_m)^T$; ξ_i – степень (координата) i-й реакции или i-го процесса переноса; ν – стехиометрический коэффициент. Уравнение (2.11) описывает материальный баланс приращений i-го компонента системы. Кинетическое ограничение (2.13) аналогично (2.8), но формулируется с учетом зависимостей между лимитируемыми функциями (скоростями реакций, максимально достижимыми концентрациями реагентов и др.) и степенями полноты реакций.

Модель (2.10)–(2.15) определяет механизм физико-химического процесса, оптимальный с точки зрения образования искомой экстремальной концентрации заданного набора ранжируемых по важности веществ ($\sum c_j x_j$). Хотя она уже нашла некоторые применения, например в анализе задачи выбора катализаторов (см. [35, 82, 88] и разд. 1.3), моделирование механизмов находится на ранней стадии своего развития и требует существенного расширения области приложений. Определенные заделы для такого расширения уже созданы. Так, в [40] предложены формулировки термодинамических ограничений на скорость лучистого теплообмена. Для построения блока микроскопических ограничений МЭПС может быть использована и приведенная в книге А.Н. Горбаня [86] запись закона теплопроводности Фурье как уравнения условной стадии «химических» превращений. Замечания, аналогичные сделанным об уровне и проблемах развития моделей механизмов, полностью относятся и к МЭПС пространственно неоднородных систем. При разработке новых модификаций этих МЭПС полезным окажется опыт, приобретенный при моделировании процессов в различных зонах котельных топок, камер сгорания газотурбинных двигателей и газогенераторов.

В третьем направлении развития технологии моделирования на основе МЭПС (сопоставительном анализе) в качестве основных объектов сравнения до сих пор использовались химическая кинетика и неравновесная термодинамика.

В анализе областей эффективных применений рассматривались достоинства и недостатки моделирования открытых и замкнутых (изолированных) систем, достижимых результатов обратимых и необратимых процессов и их механизмов. Для всех отмеченных областей работы ИСЭМ позволили обосновать возможности успешной конкуренции МЭПС с моделями траекторий. При моделировании на основе положений равновесной термодинамики открытых систем характеристическая, монотонно стремящаяся к точке экстремума функция может быть определена путем условного объединения изучаемой системы с окружающей средой, выявления из условий взаимодействия полученных подсистем сохраняющихся неизменными параметров и последующем выводе из второго закона (принципа равновесия объединенной изолированной системы) свойств состояния равновесия открытой подсистемы. В анализе конкурентоспособности моделей движения и моделей покоя в исследовании необратимых процессов выявилась возможность поиска любых вероятных состояний на любых допустимых траекториях.

Сравнительная простота проведения на основе МЭПС вычислительных экспериментов связана, прежде всего, с простотой и универсальностью исходных предпосылок

ее построения, т.е. простотой и либеральностью законов термодинамики. Использование таких предпосылок позволяет избавиться от включения в формулировки решаемых задач более частных положений, например, правила фаз Гиббса, принципа Ле Шателье – Брауна, условия равенства химических потенциалов в равновесии фаз, законов Рауля и Генри для разбавленных растворов, предположения о линейности уравнений движения.

Погрешности описания процессов в линейной неравновесной термодинамике [100] как раз связаны с излишней при использовании МЭПС предпосылкой о линейности их уравнений. К таковым относится одно из основных уравнений этой термодинамики

$$J_j = L_{jk} F_k, \tag{2.16}$$

связывающее потоки J_j с вызывающими их силами F_k. На предположении о линейности дифференциальных уравнений, описывающих флуктуации, основаны выводы соотношений Онсагера и теоремы Пригожина. Эти предпосылки приводят к неточности формул для онсагеровских кинетических коэффициентов L. Приведем некоторые из них [100]:

$$L_{qq} = kT^2, \tag{2.17}$$

$$L_{ee} = T / r, \tag{2.18}$$

$$L_{11} = D_1 T \left[\left(1 + \frac{v_1 n_1}{v_2 n_2} \right) \frac{\partial \mu_1}{\partial \mu_2} \right]^{-1}, \tag{2.19}$$

$$L_{11} = D_1 n_1 / R, \tag{2.20}$$

$$L = R_{f.eq} / R = R_{r.eq} / R. \tag{2.21}$$

Формулы относятся: (2.17) к теплопроводности; (2.18) к электрическому току; (2.19) к диффузии в двухкомпонентной смеси; (2.20) к растворению в идеальном растворе; (2.21) к одностадийной химической реакции. В формулах: k – коэффициент теплопроводности; r – электрическое сопротивление на единицу длины проводника; D_1 – коэффициент диффузии растворяемого вещества; v и n – удельный объем и количество молей соответственно; $R_{f.eq}$ и $R_{r.eq}$ – скорости прямой и обратной реакций в состоянии равновесия; R – универсальная газовая постоянная.

Анализ формул (2.17)–(2.21) показывает, что онсагеровские коэффициенты связаны с константами соответствующих процессов (k, r, D) через величины (T, v, n, μ, R_f, R_r), которые изменяются в ходе релаксации к состоянию равновесия. Понятно, что в процессе теплопроводности значительно изменяется T, при диффузии и растворении – v, n и μ, в химических реакциях – R_f и R_r, поэтому постоянство онсагеровских коэффициентов соблюдается только вблизи состояния равновесия. Это приводит к погрешностям вычислений даже при анализе простейших идеальных систем. Анализ сложных реальных систем большой размерности, во-первых, требует для вывода формул, подобных (2.17)–(2.21), знания полного механизма моделируемого процесса, что обычно невозможно, и, во-вторых, оказывается выполнимым лишь в случае существенной аппроксимации полученных аналитических соотношений. Отсюда становится ясной трудность применения моделей неравновесной термодинамики при реше-

нии сложных вычислительных задач из-за неизбежной во многих случаях низкой точности получаемых результатов.

Конечно, отсутствие требований к линейности каких-либо соотношений не отрицает допустимости использования при моделировании на основе МЭПС линейных аппроксимаций, обеспечивающих удобную с вычислительной точки зрения постановку решаемой задачи.

Простота исходных предпосылок построения МЭПС в значительной мере обусловливает и сравнительные простоту используемого математического аппарата и легкость подготовки исходной информации. Упрощение математических описаний относительно кинетики и неравновесной термодинамики, прежде всего, выражается в переходе от дифференциальных уравнений к алгебраическим и трансцендентным и резким сокращением числа используемых сложных аналитических зависимостей.

Сокращение объема исходной информации во многом определяется отсутствием потребности в знании полного механизма изучаемого процесса. При использовании МЭПС с переменными параметрами (1.8)–(1.16) требуются сведения лишь об отдельных лимитирующих стадиях. Замена задания списка реакций заданием списка веществ представляет одно из основных вычислительных достоинств данной модификации МЭПС.

Серьезным вычислительным преимуществом модели экстремальных промежуточных состояний по сравнению с моделями кинетики и неравновесной термодинамики является упрощение решения или полное исключение проблемы разделения переменных на быстрые и медленные. Исключение проблемы имеет место в случае отсутствия в равновесных моделях ограничений на макроскопическую кинетику. Ведь поиски состояний, соответствующих окончательному равновесию только быстрых величин, и состояний, включающих окончательные равновесные координаты обоих типов величин, с помощью этих моделей алгоритмически не отличаются друг от друга. При наличии кинетических ограничений задача разделения решается одним из трех указанных выше методов, которые в большинстве случаев используются применительно к лимитирующим результаты основного изучаемого процесса медленным переменным.

В целом простота исходных предпосылок и соответственно сравнительная простота математической формулировки МЭПС позволяют достаточно легко включать в нее описания самых разнообразных условий, оказывающих существенное влияние на результаты происходящих в исследуемой системе процессов. В частности, становится возможным с исчерпывающей полнотой учитывать ограничения на кинетику; перенос и обмен энергии, вещества и зарядов; фиксирование параметров окружающей среды и в различных зонах моделируемого объекта. Детализация модели, в свою очередь, делает осуществимым проведение на ее основе всестороннего и глубокого анализа, обогащающего как теоретическое понимание рассматриваемых явлений, так и прикладные знания, необходимые технологу, конструктору или проектировщику.

Достижения в четвертом направлении исследований МЭПС (решении конкретных задач) проиллюстрируем на примере анализа образования оксидов азота при горении угля. Расчеты с помощью блоков поиска конечных равновесий показали, что концентрации NO в состоянии x^{eq} значительно превосходят достигаемые в реальных топочных процессах. Это свидетельствует о достижении моделируемой системой только промежуточного частичного равновесия, допустимого кинетическими ограничениями. Для получения достаточно точных оценок состояний таких равновесий в период до создания МЭПС, включающих макрокинетические блоки, анализ образования NO проводился на основе совместного с моделями экстремальных промежуточных состояний использования моделей химической кинетики и натурных экспериментов [35].

МЭПС вида (1.8)–(1.16) позволили без привлечения дополнительного исследовательского инструмента получать результаты, примерно совпадающие по точности с результатами одновременного использования разнородных методов анализа. При конкретизации модели (1.8)–(1.16) применительно к изучению образования NO ограничение (1.14) было представлено в виде системы условий, отображающей лимитирующие стадии трех основных механизмов получения оксидов азота: топливных, термических и быстрых.

Полученная система неравенств, заменившая (2.18):

$$x_{\mathrm{NO}} \le 2\left[\ x_{\mathrm{N}}(k_1 x_{\mathrm{OH}} + k_2 y_{\mathrm{O}_2})\tau_f + k_3 x_0 y_{\mathrm{N}_2}(\tau_b - \tau_f)\ \right], \tag{2.22}$$

$$x_{\mathrm{N}} \le \mathrm{N}_{(\mathrm{carbon})} k_{\mathrm{N}}^{\mathrm{daf}} K_f + (k_3 x_0 y_{\mathrm{N}_2} + k_4 x_{\mathrm{CH}} y_{N_2})\tau_D, \tag{2.23}$$

$$x_{\mathrm{OH}} \le (K_1 y_{\mathrm{H_2O}})^{0,5}, \qquad x_0 \le (K_2 y_{\mathrm{O}_2})^{0,5}, \tag{2.24}$$

$$x_{\mathrm{CH}} \le \mathrm{H}_{(\mathrm{carbon})} k_{\mathrm{CH}}^{\mathrm{daf}} K_f, \tag{2.25}$$

где τ_b, τ_f и τ_∞ – времена прохождения реагирующей смеси через топочное пространство, сгорания летучих и диффузии компонентов пиролиза с поверхности частицы угля в турбулентную реакционную область соответственно; k и K – константы скоростей и равновесия реакций соответственно; $\mathrm{N}_{(\mathrm{carbon})}$ и $\mathrm{H}_{(\mathrm{carbon})}$ – количества азота и водорода в угле; K_f – коэффициент, определяющий долю летучих веществ, которые переходят из угольной частицы в газовую фазу за время τ_D; $K_{\mathrm{N}}^{\mathrm{daf}}$ и $K_{\mathrm{CH}}^{\mathrm{daf}}$ – коэффициенты, зависящие от состава летучих.

Система (2.22)–(2.25) линейна относительно переменных x_j. С ее помощью одновременно учитываются и различные механизмы образования оксидов азота, и разные стадии процесса горения (пиролиз, сгорание летучих, горение кокса), и скорости химических реакций и процессов переноса (диффузии), и особенности изменения как быстрых, так и медленных переменных. Для анализа разных типов переменных на основе уравнений (2.22)–(2.25) фактически сочетаются два отмеченных выше способа формализации кинетических ограничений: использование интегралов кинетических уравнений и задание дополнительных термодинамических ограничений на изменение быстрых переменных. К последним в обсуждаемом примере отнесены x_{OH} и x_0, их предельные значения определены из равенств:

$$\mathrm{H + OH = H_2O} \quad \text{и} \quad \mathrm{O + O = O_2}.$$

На рис. 2.5 показаны результаты расчетов на основе МЭПС, включающей макрокинетический блок (2.22)–(2.25), в сравнении с полученными ранее расчетными и экспериментальными данными.

Несколько завышенные результаты расчетов по сравнению с натурными замерами в низкотемпературной области, возможно, объясняются тем, что в модели не учтены реакции NO с азотом восстановленных форм, таких как NH, $\mathrm{NH_2}$, $\mathrm{NH_3}$ и др., например $\mathrm{NO + NH_2 \rightarrow N_2 + H_2O}$ или $\mathrm{NO + NH \rightarrow N_2 + OH}$, которые характерны для сравнительно низких температур.

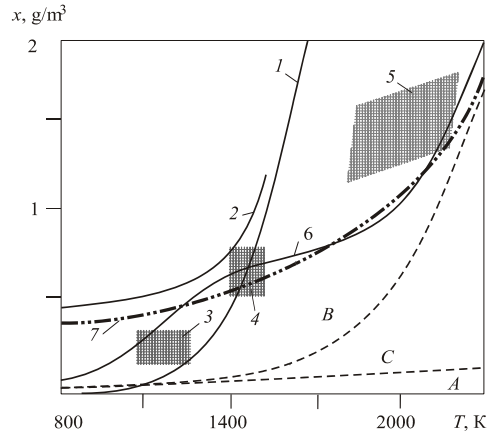


Рис. 2.5. Теоретические и экспериментальные выходы NO при сжигании угля, рассчитанные на основе МЭПС, которая включает макрокинетический блок (2.22)–(2.25), (кривая *7*) и приведенные в [35]; соответствующие состоянию конечного равновесия x^{eq} (*1*), максимально достижимые (*2*), экспериментальные (*3–5*); сжигание в кипящем слое (*3*), низкотемпературное сжигание бурых углей (*4*), высокотемпературное сжигание каменных углей (*5*), усредненные для угольных котлов (*6*); NO: A – быстрые, B – топливные; C – термические.

Отсутствие потребности в использовании специальных кинетических моделей и натурных экспериментов резко сокращает затраты времени и труда на проведение исследований. При этом возникают новые принципиальные возможности для анализа способов сокращения выбросов при эксплуатации котельных установок, так как при раздельном моделировании разных механизмов вероятны ситуации, когда исходные решения могут приводить как к благоприятным, так и к неблагоприятным последствиям для каждого из них.

Чтобы с использованием рассмотренного примера сопоставить возможности термодинамических и кинетических моделей в анализе горения угля, прежде всего, отметим, что при кинетическом моделировании необходимо детально описать каждую из трех основных составляющих суммарный процесс стадий: пиролиз угля, горение летучих и горение кокса, – и объединить их материальным и энергетическим балансами. В МЭПС достаточно оценить скорости несложных лимитирующих стадий, например, для учета пиролиза надо знать только скорость выхода летучих, для чего пригодны и при моделировании рассмотренного процесса использовались полуэмпирические и даже эмпирические соотношения. Для кинетического описания пиролиза требуются сведения не только о химическом механизме процесса, но и о диффузионных коэффициентах на поверхности угольной частицы и в поверхностном слое. Поскольку молекулярный химический состав используемого угля точно не известен, даже составление списка химических реакций до настоящего времени представляет сложную научную проблему. О величинах диффузионных коэффициентов на реакционной поверхности и в объеме поверхностного слоя можно только догадываться, поскольку их измерение или теоретическое описание исключительно сложно и ненадежно, ввиду неоднородности и изменения поверхности угольной частицы в процессе горения. Таким образом, пиролиз кинетически описывается только грубыми эмпирическими (в лучшем случае – полуэмпирическими) соотношениями, которые справедливы лишь в узком интервале условий, не экстраполируемым на другие случаи.

В МЭПС применительно к анализу приведенного примера описание горения летучих не потребовалось. Состав вектора x определялся трудоемкостью подготовки ис-

ходной информации и проведения вычислений и обеспечением принципиально достижимой точности вычислений. Количество химических компонентов было принято равным 68. В кинетической модели отсутствие определенности в составе летучих веществ делает невозможным описание их горения, основанное на элементарной кинетике, которое должно также учитывать процессы испарения с поверхности частицы и диффузию. Параметры этих процессов, как правило, тоже неизвестны.

С непреодолимыми трудностями связано и чисто теоретическое кинетическое описание гетерогенного процесса горения кокса. Его моделирование включает поиск математических выражений адсорбции молекул на поверхности, поверхностных реакций, десорбции продуктов реакций, диффузии сквозь поры и диффузии на поверхности частицы. Большинство из этих процессов для кокса в настоящее время относительно мало изучено. Основным отличием поверхностных реакций от реакций в газовой фазе является необходимость привлечения для их описания понятий поверхностных активных центров и адсорбированных частиц. При этом различная природа активных центров (различная энергия дислокаций) приводит к необходимости рассматривать в кинетических моделях адсорбированные на них одинаковые частицы как различные соединения из-за различных констант поверхностных скоростей. В МЭПС таким частицам приписываются различные фазовые состояния, что приводит только к увеличению размерности векторов x и y. В отличие от констант скоростей поверхностных реакций, теоретический расчет которых представляет сложную проблему, а измерения имеют низкую воспроизводимость, определение термодинамических параметров возможно с достаточно высокой степенью точности из спектральных данных и статистических расчетов. Отмеченные преимущества термодинамики понятны, поскольку характеристики состояний покоя по сравнению с характеристиками траекторий движения должны не только легче подвергаться теоретическим описаниям, но и значительно легче измеряться.

Из-за невозможности построения строгой теоретической модели кинетики горения угля, объединяющей все три основные стадии, широкое распространение находят эмпирические модели, основанные на выделении и экспериментальном изучении лимитирующих стадий. Такие модели по отдельности не позволяют делать какие-либо обобщающие выводы. МЭПС, предназначенная для анализа всей области достижимости, делает возможным исследование преобразований любого компонента моделируемой системы в целом в зависимости от разнообразных кинетических ограничений, записываемых достаточно просто даже для таких сложных процессов как горение угля.

Преимущества моделирования на основе МЭПС рассмотренных процессов образования оксидов азота по сравнению с использованием моделей неравновесной термодинамики оказываются еще более понятными и значительными, чем преимущества относительно кинетического анализа. Достаточно упомянуть лишь несколько обстоятельств. Незнание механизма процесса не позволяет составить требуемое неравновесной термодинамикой его аналитическое описание. Представляется весьма затруднительной формализация ограничений на время протекания отдельных стадий и концентрации отдельных компонентов. Очень сложно для некоторых процессов переноса найти формулы онсагеровских коэффициентов, например, для диффузии в многокомпонентной гетерогенной среде. На точность вычислений сильное отрицательное влияние, бесспорно, окажет предпосылка о линейности уравнений движения.

Для того чтобы обладающие многими неоспоримыми достоинствами равновесные термодинамические модели физико-химических процессов стали достоянием широкого круга энергетиков, необходимо выполнить еще большой объем научных работ. Следует вывести непосредственно из условий равновесия уравнения основных макрокинетических процессов и создать модификации МЭПС, включающих соответствую-

щие кинетические блоки. Особое внимание надо уделить построению моделей электрофизических процессов, в том числе прямого преобразования солнечной, тепловой и химической энергий в электрическую. Требуют решения и многие вычислительные проблемы применения МЭПС.

2.3. Исследование быстрых теплогидравлических процессов в каналах энергоустановок

При исследовании энергетических технологий необходимо оценить не только их энергетическую и экономическую эффективность, но и потенциальную опасность в аварийных ситуациях. Это особенно важно для объектов ядерной энергетики, которые в режиме нормальной эксплуатации почти не оказывают вредного воздействия на человека и окружающую среду, однако их аварии могут иметь катастрофические последствия, если они приведут к выбросу радиоактивных веществ.

Внимание к вопросам безопасности резко возросло после крупной аварии на атомной станции «ТриМайл-Айленд-2» в США в марте 1979 г. [101]. Данная авария относится к авариям «с малой течью» и не является максимально возможной, однако по оценкам экспертов США, общие затраты на восстановление АЭС с учетом компенсации потерь в производстве электроэнергии за счет других электростанций оценивались в 30 млрд дол. [102].

После этой аварии в расчеты безопасности ядерных реакторов было включено рассмотрение максимальной проектной аварии (МПА) для реакторов типа ВВЭР, предполагающей мгновенный разрыв циркуляционного трубопровода с двухсторонней течью теплоносителя. Опасные последствия такой аварии должны были предотвращаться в первую очередь за счет создания дополнительных надежных средств охлаждения активной зоны. Поскольку СССР, наряду со строительством корпусных реакторов типа ВВЭР, активно развивал концепцию использования канальных реакторов типа РБМК, такую же актуальность приобрела задача исследования опасных малых и больших течей в случае разрывов циркуляционного контура для реакторов этого типа.

Авария с неконтролируемым высвобождением реактивности, произошедшая на Чернобыльской АЭС, показала, что в расчетных программах, используемых при обосновании безопасности реактора, не были предусмотрены все особенности имевших место физических процессов. Одной из таких слабоизученных проблем оказалась проблема нестационарного теплообмена и гидродинамики при взаимодействии быстроразогреваемой или высокотемпературной массы внутриреакторного материала с водой, приводящей при определенных условиях к паровому взрыву и высокоинтенсивным скачкам давления [103].

Авторы работы [104] дают описания следующих типов аварийных режимов, обусловленных высвобождением реактивности – самозапуск реактора, быстрые аварии, медленные аварии. Для быстрых аварий характерно резкое высвобождение реактивности, приводящее к всплеску тепловой мощности, способного привести к разрушениям в активной зоне. Анализ разрушительных сил при авариях с возрастанием реактивности ядерного реактора (аварии типа RIA – Reactivity Initeted Accident) по результатам экспериментов в ограниченном объеме специальной капсулы, установленной на исследовательском реакторе, изложен в работе [105]. На опасность выбросов мощности без видимой деформации твэлов указывается в [106], где отмечается, что увеличение мощности со скоростью 40–220 Вт/(см·мин) и выше, сопровождается образованием на внутренней стороне оболочки множественных трещин, которые быстро растут в глубину вплоть до разгерметизации твэла. Очевидно, что воздействие дополнительных динами-

ческих сил со стороны теплоносителя может только усилить разрушительный характер процессов, вызванных набросом мощности.

Процессы, происходящие на стадии развития аварии и послеаварийного охлаждения тепловыделяющей зоны ядерного реактора, настолько сложны, что полностью аварию можно смоделировать только на реальном энергетическом реакторе. Но опасность и дороговизна подобного эксперимента вынуждают исследователей отказаться от подобных экспериментов. Основным инструментом исследования в этих условиях становятся как малые экспериментальные установки, предназначенные для изучения отдельных процессов, происходящих на атомной станции, так и крупномасштабные стенды для изучения структурно подобных элементов оборудования в масштабах, близких к натурным.

2.3.1. Экспериментальная установка «Высокотемпературный контур»

Как правило, экспериментальные установки более гибки в управлении, позволяют в значительной степени изолировать исследуемое явление от воздействия побочных факторов и тем самым повысить качество эксперимента.

В ИСЭМ (СЭИ) СО РАН была создана крупная экспериментальная установка «Высокотемпературный контур» (ВТК), первоначально ориентированная на моделирование нестационарных режимов в трубах прямоточных парогенераторов (динамика переходных процессов при малых и больших возмущениях, межтрубные колебания расхода, термические напряжения в металле труб и т.д.), рис. 2.6. Установка представляет собой систему последовательно и параллельно включенных теплообменников, образующих вместе с насосами, необогреваемыми трубопроводами, конденсаторами, замкнутую технологическую цепочку [107]. Параметры процесса генерации пара в трубах контура характеризуются следующими значениями: давление до 16 МПа, температура до 550 °С, массовый расход до 1500 кг/ч, плотность теплового потока до 700 кВт/м^2. Нагрев труб контура выполняется электрическим током от групп понижающих трансформаторов типа ОСУ-100, а управление мощностью тепловыделения осуществляется тиристорными регуляторами напряжения РНТО-330-600, установленными на стороне высокого напряжения силовых трансформаторов. Трубы основного экспериментального и подогревательного участков разделены на участки с независимым подогревом, что позволяет моделировать неравномерный теплоподвод по тракту движения теплоносителя – последнее является существенным для парогенераторов на органическом топливе и для каналов ядерных реакторов.

Рис. 2.6. Рабочие участки установки «Высокотемпературный контур».

Предназначенный для исследований динамических и аварийных режимов в парогенерирующих каналах контур оснащен необходимыми устройствами для создания возмущений по температуре питательной воды, величине теплоподвода и по расходу теплоносителя.

Требование высокого быстродействия информационно-измерительной системы является одним из основных для исследований нестационарных, а тем более чрезвычайно быстропротекающих процессов. Это требование распространяется на датчики, преобразующую и регистрирующую аппаратуру, которые образуют динамическую систему контроля и измерений в составе системы автоматизации эксперимента на ВТК. Ввиду интенсивного потока цифровой информации, поступающей в систему контроля и измерений от многочисленных датчиков тепловых, гидравлических и электрических измерений, она используется на коротких интервалах времени протекания быстрых процессов. Для осуществления процессов пуска установки и стабилизации стационарных режимов, а также изменения состояния установки в соответствии с программой эксперимента, ВТК оснащен системой стационарного контроля и измерений, построенной на основе промышленных приборов и средств автоматики.

Со времени создания и введения в эксплуатацию установка «Высокотемпературный контур», как инструмент экспериментального исследования, непрерывно развивалась и модернизировалась в свете решения новых задач в области нестационарных проблем термогидравлики энергетических установок. Это позволило ей войти в изданный Госпроматомнадзором СССР перечень экспериментальных установок для исследований в области ядерной энергетики [108]. В технологическое оборудование ВТК были введены новые основные компоненты:

- герметически замкнутый циркуляционный контур с центробежными насосами на давление до 30 МПа, расходом 8 $м^3$/ч и температурой перекачиваемой жидкости до 300 °С для изучения аварийных режимов в гидравлических петлях ядерных установок;
- вертикальный тепловыделяющий кольцевой канал высотой 3,5 м с дистанционирующими решетками для изучения нестационарной закризисной теплоотдачи в канальном реакторе;
- вертикальный узкощелевой кольцевой канал на давление до 10 МПа и оптический прозрачный вертикальный участок низкого давления для исследования взрывных вскипаний и нестационарного кризиса теплоотдачи в недогретой жидкости при больших набросах мощности тепловыделения;
- вертикальный канал для изучения гидродинамического сопротивления и волновых процессов в парожидкостном потоке с неподвижным слоем шаровых частиц.

В части развития измерительной системы ВТК был дополнительно оснащен следующими основными компонентами:

- многомашинная система автоматизации эксперимента, построенная на принципах локальной вычислительной сети с использованием на линии связи промышленных компьютеров со встроенными АЦП и ЦАП;
- система цифровой скоростной видеосъемки VS-FAST, позволяющая производить видеосъемку быстрых процессов со скоростью до 5000 кадров в секунду;
- бесконтактный метод измерения плотности пароводяных потоков в трубах с применением *гамма*-излучения на основе метода измерения с опорным случайным процессом.

Внедренный на ВТК новый метод измерения плотности пароводяного потока в относительно толстостенных металлических трубах, поглощающих основную долю *гамма*-излучения, обладает повышенной чувствительностью и стабильностью измерений [109]. На рис. 2.7 представлены схема измерения паросодержания и результаты тес-

товых измерений по определению плотности воды при различных температурах в стальной трубе с внутренним диаметром 11 мм и толщиной стенки 3,5 мм.

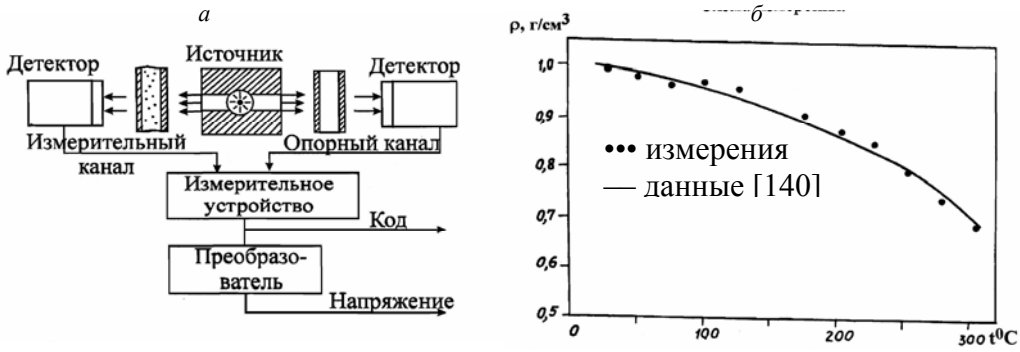


Рис. 2.7. Измерение плотности среды в трубе методом *гамма*-просвечивания.
а) схема измерений; *б)* результаты измерения плотности воды на действующей установке.

Указанные достоинства установки «Высокотемпературный контур» предоставляют разнообразные возможности для выполнения широкого спектра экспериментальных исследований по изучению нестационарных термогидравлических процессов в водоохлаждаемых каналах и пароводяных трактах энергетических установок в широком диапазоне изменения давлений, массовых расходах, температур теплоносителя и удельных тепловых нагрузок. В постановочном плане исследованиями могут быть охвачены анализ системных или интегральных эффектов на пространственно распределенных участках (распределенные кризисы теплоотдачи и динамика температурных состояний поверхностей нагрева, динамика запаривания и повторного захолаживания каналов, динамика закризисного теплообмена и влияние на него интенсификаторов теплообмена, влияние присоединенных емкостей и др.), а также изучение локальных характеристик тепломассообмена и гидродинамики (местные кризисы теплоотдачи, локальный теплообмен и тепловые потоки, режимы кипения и влияние на них структуры парожидкостной среды и др.) при самых разнообразных нестационарных условиях (частичная и полная разгерметизация канала, внезапное частичное и полное перекрытие сечения потока, резкие и глубокие изменения внешней тепловой нагрузки, совокупные возмущения температуры, расхода, тепловой нагрузки и давления).

2.3.2.Термогидравлические процессы при разгерметизации парогенерирующего канала

К началу исследований на ВТК аварийных режимов, вызываемых разгерметизацией циркуляционного контура ядерного реактора, большинство имеющихся экспериментальных и теоретических работ было выполнено применительно к конструкциям водо-водяных реакторов. Исследования процесса разгерметизации парогенерирующих каналов кипящих аппаратов, несмотря на важность и актуальность, носили единичный характер [110]. Исходя из этого были сформулированы основные задачи экспериментов на установке «Высокотемпературный контур». Они включали в себя: последовательное изучение особенностей нестационарной гидродинамики внутри парогенерирующего канала и пространственной динамики его термического состояния при различной степени разгерметизации гидравлического тракта на подводящих коммуникациях; влияние разгерметизации одиночного канала, находящегося в системе параллельных труб, на тепловой режим соседних труб; выявление на основе физического эксперимента основных внутренних явлений, обусловливающих динамику развития аварий-

ного режима в поврежденном канале; анализ эффективности послеаварийного захолаживания разогретого канала запасами воды, имеющимися в барабане-сепараторе кипящего канального реактора; обоснование с помощью математического моделирования основных действующих механизмов, объясняющих и определяющих динамику развития аварийного процесса в парогенерирующем канале. С точки зрения запаса времени до возникновения кризиса теплоотдачи наиболее опасным является повреждение (разгерметизация) пароводяного тракта в таком месте, которое повлечет за собой остановку потока (застой) с последующим запариванием активной зоны. Как показали результаты исследований на ВТК, наиболее опасное место – входной тракт парогенерирующего канала, кроме того, весьма существен характер разгерметизации. Основные результаты исследований опубликованы в [111–113] и изложены в отчете [114].

Исследования на одиночном парогенерирующем канале выполнялись на физической модели, схема которой представлена на рис. 2.8. Хотя горизонтальная ориентация экспериментального стенда не позволяла учесть действие гидростатических сил в потоке, существующих в вертикальных канальных кипящих реакторах, тем не менее результаты исследований на ВТК оказались весьма существенными для понимания физики протекающих в канале динамических процессов при его разгерметизации.

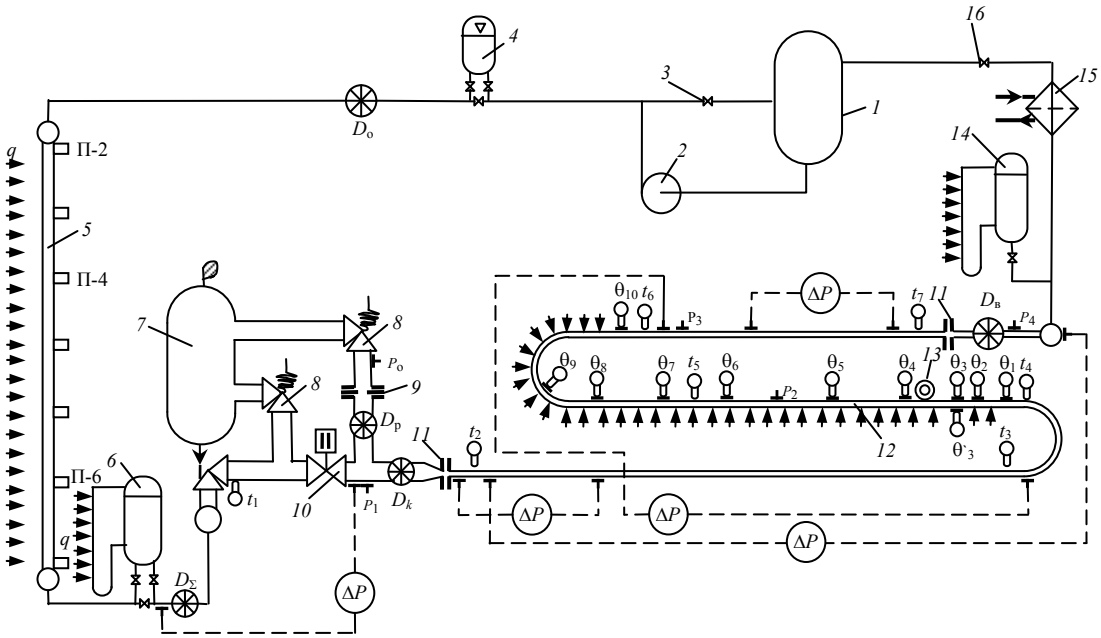


Рис. 2.8. Схема эксперимента по разгерметизации парогенерирующего канала.

1 – бак-аккумулятор; *2* – насос; *3* – вентиль на сбросной линии; *4* – азотный демпфер; *5* – подогреватель; *6* – паровой обогреваемый демпфер на входе; *7* – расширитель; *8* – клапаны с пиропатронами; *9* – калиброванная шайба; *10* – электромагнитный клапан; *11* – электроизолирующие фланцы; *12* – обогреваемый участок канала; *13* – источник **γ**-просвечивания; *14* – паровой обогреваемый демпфер на выходе; *15* – конденсатор; *16* – регулирующий вентиль; D_o, D_Σ, D_k, D_p, $D_в$ – турбинные датчики объемного расхода; ΔP_1 – ΔP_5 – перепадомеры; P_o – P_4 – датчики давления; t_1 – t_7 – термопары в теплоносителе; θ_1 – θ_{10} – поверхностные термопары; q – тепловой поток.

Из бака-аккумулятора *1* химически очищенная вода насосом *2* подается на вход подогревательного участка *5*. В подогревателе на трех последовательных электрообогреваемых участках П2, П4, П6, общей установленной мощностью 0,6 МВт, теплоноситель нагревается до требуемой температуры и поступает на вход экспериментального

участка *12*. В экспериментальном участке вода доводится до кипения с заданным выходным паросодержанием, после него двухфазная смесь отводится в конденсатор *15*, где она конденсируется и охлаждается до температуры 20–30 °С. Перед возвращением теплоносителя в бак на вентиле *16* осуществляется его дросселирование с рабочего давления до атмосферного. Регулирование давления и расхода производится вентилями *3* и *16*. Экспериментальный участок представляет собой горизонтальный змеевик общей длиной 20,5 м, функционально разделенный на центральный обогреваемый участок длиной 6,3 м мощностью до 200 кВт, и необогреваемые входной и выходной участки. Регулирование мощности на тепловыделяющих участках производится с помощью тиристорных регуляторов напряжения.

На входе в парогенерирующий канал смонтирован узел разгерметизации с участками истечения в бак-расширитель *7* с атмосферным давлением, включающий в себя дроссельную шайбу *9*, быстродействующие клапаны с пиропатроном *8*, электромагнитный рассечной клапан *10*, турбинный датчик расхода $D_р$ и два датчика давления P_1, P_0. Конструктивно данный узел разгерметизации позволяет моделировать как частичные разгерметизации в контуре, так и двухсторонние разрывы на подводящих трубопроводах. Шайба *9* моделирует степень разгерметизации при частичном разрыве и степень дросселирования запорно-регулирующего клапана (ЗРК) при полном разрыве трубопровода на участке от напорного коллектора в реакторе до этого клапана. При моделировании полного двустороннего разрыва подается электрический импульс на подрыв с открытием клапанов *8* и импульс на закрытие клапана *10*. Назначение электромагнитного клапана состоит в том, что он, закрываясь при разгерметизации, исключает влияние расположенной до него части установки на динамический процесс в парогенерирующем канале *12*.

Для процессов разгерметизации парогенерирующего тракта канальных реакторов характерны: постоянство давления на входе и выходе; постоянство энтальпии потока на входе; наличие протяженных необогреваемых трубопроводов. При физическом моделировании для обеспечения указанных граничных условий установлены большие объемы гидропневматических аккумуляторов *4* с азотным заполнением, демпфирующим колебания расхода и давления от насоса. Для моделирования работы парогенерирующего канала в системе параллельных каналов на входе и выходе экспериментального участка установлены емкости *6* и *14* с находящейся в состоянии насыщения водой (два теплоизолированных демпфера V=0,05 м^3). Разогрев жидкости в демпферах и компенсация тепловых потерь производятся с помощью автономного контура естественной циркуляции с электрическим нагревом. Дополнительное назначение демпфера *14* состоит в моделировании поступления насыщенной воды из сепаратора реактора в парогенерирующий канал при снижении в нем давления вследствие разгерметизации. Для поддержания постоянной температуры воды на входе экспериментального участка используется автоматический программный регулятор АПР 3-01. В ходе многочисленных экспериментов с изменяющимися условиями в основную схему встраивались дополнительные элементы в виде параллельного парогенерирующего канала, необогреваемых трубопроводов с дополнительными массами воды, запорно-регулирующих устройств.

Условия проведения опытов характеризуются следующими режимными параметрами: давление в канале P_0=6 МПа; массовая скорость ρw=1800÷4200 кг/м^2·с; недогрев воды до кипения перед каналом $\Delta T_{нед}$=10÷50 К; выходное массовое паросодержание в канале $x_{вых}$=0,02÷0,6; степень разгерметизации входного участка S^*/S=0,03÷1,0 (S^* – площадь сечения разуплотнения, S – площадь поперечного сечения канала).

Полученные на ВТК опытные данные позволили раскрыть широкий спектр особенностей развития динамических процессов в парогенерирующем канале при его разгерметизации в зависимости от режимных условий; степени и типа разгерметизации;

граничных условий, формируемых системным влиянием технологических элементов, окружающих экспериментальный канал. Важным с методической стороны стало экспериментальное выявление и обоснование физического механизма развития аварийного процесса, как последовательности прохождения двух основных стадий – реверс потока с запариванием канала и залив запаренного канала насыщенной водой из выходного демпфера (аналог сепаратора).

При малых течах из сечения разгерметизации, когда происходит только снижение основного расхода теплоносителя, кризис теплоотдачи, если он возникает, проявляется в выходных сечениях парогенерирующего канала. При больших течах, из-за падения давления на входе, возможно прекращение поступления воды в канал с последующим опрокидыванием направления скорости в экономайзерном участке, а затем по всему каналу. Низкий расход поступления воды из выходного демпфера при сохраняющейся величине теплового потока вызывает интенсивный рост парообразования и приводит к возникновению кризиса теплоотдачи в наиболее запаренной (средней или входной) части трубы.

Механизм развития кризиса представлен на рис. 2.9, где для упрощения массовый расход после реверса принят постоянным [111]. В исходном режиме в момент времени τ=0 распределение энтальпии потока по длине соответствует линии A_0D_0, условие распределения пара и воды представлено на рис. 2.9, в. После опрокидывания расхода частицы теплоносителя от выходного сечения L снова проходят обогреваемую часть и энтальпия их существенно возрастает. Траектория максимально достижимых энтальпий изобразится линией A_4D_0. На рис. 2.9, б представлены эпюры распределения энтальпии в канале для различных моментов времени. Линия C_4D отражает конечное распределение энтальпии, когда через выходное сечение в канал поступает из демпфера уже насыщенная вода с энтальпией $i < i_{вых}$. Схематическое движение фронта повышенного паросодержания в отдельные моменты времени показано на рис. 2.9, г–е. В данном примере показано, что при $\tau = \tau_3$ в сечении B_3 потока сформировались условия для возникновения кризиса теплоотдачи. Если скорость парообразования в канале превышает расход пара через сечение разгерметизации, то наблюдается запаривание канала, как это показано на рис. 2.9, ж. Кризис теплоотдачи и последующее запаривание канала резко ухудшают охлаждение тепловыделяющих поверхностей, и температура стенки парогенерирующего канала начинает быстро возрастать.

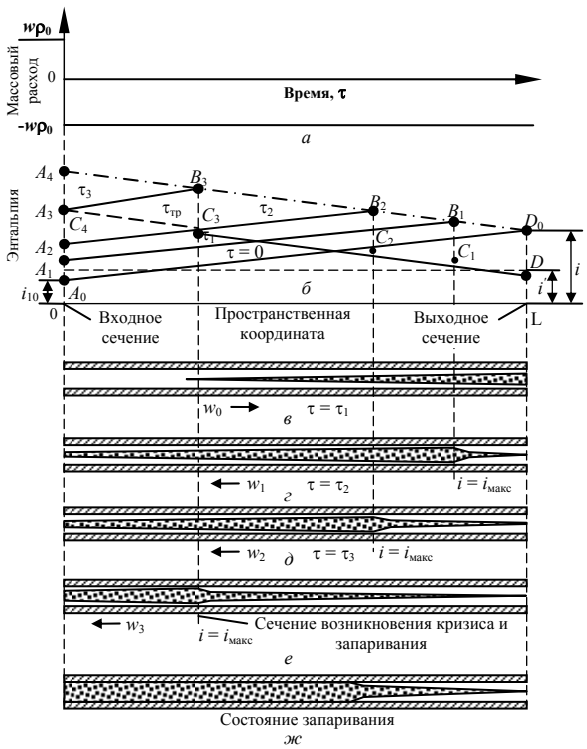


Рис. 2.9. Механизм возникновения фронта повышенной энтальпии, распространения паросодержания, запаривания и кризиса при реверсе расхода.

Вопросы захолаживания разогретых поверхностей составляют предмет отдельного исследования. Эксперименты на ВТК показали, что залив разогретого канала из выходного демпфера может рассматриваться как одно из средств послеаварийного захолаживания канала, однако этот процесс характеризуется сложными теплогидравлическими взаимодействиями потока с горячей поверхностью. Наиболее информативными являются эксперименты на вертикальных каналах, где важную роль в формировании структуры низкоскоростного парожидкостного потока играют силы гравитационного напора.

2.3.3. Исследование теплогидравлических процессов в водоохлаждаемом канале при импульсных тепловыделениях

Изучение реактивности аварий в ядерных реакторах включает рассмотрение следующих основных последствий: уровень повреждения тепловыделяющих элементов внутренними силами вплоть до их разрушения; развитие нестационарного кризиса теплоотдачи при быстром нарастании температуры охлаждаемой стенки; развитие динамических сил при интенсивных фазовых превращениях в недогретой жидкости. При этом речь идет о высокомощных выделениях энергии за достаточно короткие промежутки времени. Так, в работе [115] рассмотрен сценарий аварии с выбросом рабочей группы органов СУЗ из активной зоны. За короткое время, в течение примерно 20 мс, реактор выходит на максимальную мощность, а через 400 мс почти вся внесенная положительная реактивность подавляется действием температурного коэффициента реактивности. Суммарная тепловая мощность реактора в своей максимальной точке возрастает приблизительно на 70 %. Результаты расчетов, приведенные в [104], показывают на возможность достижения более высоких уровней всплеска мощности при быстрых авариях, при этом длительность всплеска мощности составляет примерно 0,25 с. В большинстве отечественных и зарубежных работ рассматриваются первые два из указанных выше вопросов. Экспериментальные исследования нестационарного кризиса теплоотдачи в своей основе проводились с использованием миниатюрных тонкопленочных и проволочных нагревателей, например [116, 117].

При исследованиях на ВТК ставилась задача воспроизведения высоких уровней энерговыделения, обеспечивающих скорости роста температуры стенки до 10000 К/с на нагревательных элементах диаметром 9–10 мм, т.е. близким к поперечному размеру твэла водо-водяного реактора. Рабочий участок представлял собой вертикальный канал высотой 1584 мм, где в кольцевом пространстве шириной 2 мм между центральным стержнем диаметром 9 мм с тепловыделяющим участком и наружной оболочкой движется теплоноситель. Тепловыделяющая часть стержня представляла собой нержавеющую трубку с толщиной стенки 1 мм и длиной 300 мм, к верхнему концу которой припаян медный стержень, являющийся одновременно токоподводом. Нижним концом тепловыделяющий участок соединен с толстостенной медной трубкой, через которую выведены термопары, измеряющие температуру внутренней поверхности тепловыделяющей трубки [118]. Давление в трех точках по высоте канала измерялось индуктивными датчиками типа ДДИ-21 с рабочей частотой до 10 кГц. Управление нестационарным тепловыделением осуществлялось компьютерной системой автоматизации эксперимента.

Для проведения первой группы опытов были выбраны следующие режимные условия: давление в канале P=7 МПа; недогрев воды до температуры насыщения $\Delta T_{\text{нед}}$=14÷265 К; скорость воды в канале w=0; 1,1; 3,0 м/с; мощность энерговыделения Q=15÷340 кВт (линейная мощность $q_{\text{л}}$=0,5÷11,3 кВт/см); длительность наброса мощности $\tau_{\text{имп}}$=60 мс; темп разогрева тепловыделяющей трубки 400÷9000 К/с, начальное тепловыделение отсутствует. В зависимости от уровня нагрева жидкости выделены три

характерных режима поведения давления [118, 119]. В области «низких недогревов», $\Delta T_{нед}$<20 К, большие набросы мощности тепловыделения сопровождались ростом и смыканием на греющей поверхности слабоконденсирующихся паровых пузырей, завершающимся образованием сплошной паровой пленки в первые мгновения от начала процесса. Регистрируемый датчиком одиночный импульс давления, достигающий 30 % от давления в канале, приходится на этот период. Образование и рост паровой оболочки вокруг нагревателя приблизительно оценивается длительностью нарастания давления, которая при максимальных тепловыделениях составляет 5–8 мс, оказываясь сопоставимой с временем роста отдельного пузыря. Высокая температура поверхности (~600 °С) и близость к состоянию насыщения в теплоносителе обеспечивают устойчивость паровой оболочки. Температурные измерения показывают, что только через 0,5 с происходит первое смачивание поверхности, а интенсивное ее захолаживание начинается по истечении 1 с от начала наброса мощности.

В области «умеренных недогревов» 30 К< $\Delta T_{нед}$< 80 К большие набросы мощности возбуждали колебания давления с начальной амплитудой 2 МПа, частотой 24 Гц и длительностью до 200 мс. Пульсации давления являются знакопеременными, что объясняется происходящими совместно процессами парообразования на стенке и конденсации отрывающегося пара в объеме недогретой жидкости. Быстрое понижение температуры стенки сразу после окончания тепловыделения означает, что устойчивая паровая пленка на греющей поверхности не образуется, и в процессе колебаний давления происходит периодический контакт между жидкостью и стенкой, сменяющийся далее полным смачиванием поверхности трубки. В диапазоне «больших недогревов» $\Delta T_{нед}$ > 100 К развивались мощные пульсации давления с частотой порядка 130–150 Гц, обусловленные интенсивной конденсацией в холодной жидкости образующихся на стенке паровых пузырьков. На пузырьковую структуру паровой фазы, помимо высокой частоты пульсаций давления, указывает также быстрое захолаживание стенки после снятия тепловыделения. Амплитуда колебаний давления растет с увеличением выделяющейся тепловой мощности, но ее поведение неодинаково при разных недогревах. На рис. 2.10 представлены экстремальные значения пульсаций давления для двух значений недогрева – 50 и 200 К. Наибольший размах колебаний, оцениваемый разностью между P_{max} и P_{min} в случае $\Delta T_{нед}$= 200 К составляет 9 МПа. Характерно, что здесь амплитуда пульсаций непрерывно растет с увеличением выделившейся мощности, тогда как при недогреве 50 К обнаруживается существование порогового значения мощности $q_л$= 9 кВт/см, после которого амплитуда практически не меняется.

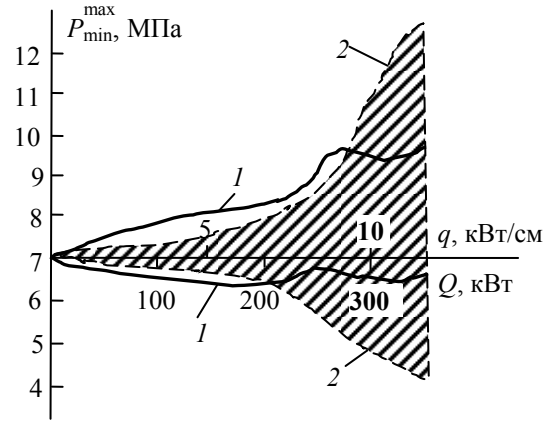


Рис. 2.10. Влияние мощности тепловыделения на максимальный размах колебаний давления в канале при скорости воды 1 м/с. $\Delta t_{нед}$: 1 – 50 К и 2 – 200 К.

В экспериментах увеличение скорости теплоносителя от 1 до 3 м/с практически не меняет амплитуду колебаний в диапазоне «умеренных недогревов», но приводит к ослаблению пульсаций давления в диапазоне «больших недогревов» почти в 2 раза. Низкочастотные колебания давления, регистрируемые при «умеренных недогревах» датчиком давления в зоне наброса мощности и датчиками, установленными на удале-

нии от экспериментального канала, оказываются смещенными по фазе. Это означает, что динамика давления в водяном контуре здесь зависит от инерционных сил ускоренного перемещения массы теплоносителя, сопряженного с динамикой роста и разрушения паровой полости в зоне тепловыделения.

Особенно значительные гидроударные импульсы давления, порождаемые конденсацией в объеме недогретой жидкости образующихся в зоне тепловыделения паровых полостей, возникают при низком давлении в канале. Так, при давлении в канале P=0,3 МПа, недогреве воды $\Delta T_{нед}$= 44 К и температуре стенки T_w=430 °С зарегистрированы гидроударные импульсы давления – ΔP=5,8 МПа [121].

Для более полного понимания механизмов нестационарного тепло- и массообмена, закладываемых в теоретические модели, необходимо иметь сведения о структуре парожидкостного слоя вблизи тепловыделяющего элемента и эволюции паровых образований в процессах поверхностного вскипания и конденсации в объеме недогретой жидкости. Созданная при «Высокотемпературном контуре» установка для визуального исследования динамики быстрых процессов при кратковременных набросах мощности тепловыделения включала в себя металлический сосуд *1* высотой 200 мм и внутренним поперечным сечением 100х80 мм, снабженный прозрачными окнами (рис 2.11). В центре сосуда по вертикальной оси располагается тепловыделяющий элемент *2*, представляющий собой трубку из нержавеющей стали Х18Н10Т диаметром 10/8 мм и высотой 150 мм. Для измерения температуры тепловыделяющей трубки на внутренней несмачиваемой ее поверхности в трех сечениях по высоте закреплены термопары $\theta_1 \div \theta_3$. Уровень жидкости в сосуде *3*, сообщающемся с основной емкостью *1*, находится на 1 м выше среднего сечения тепловыделяющей трубки *2*. Наличие столба воды над зоной тепловыделения позволяет учесть в эксперименте процесс конденсации паровых образований в объеме недогретой жидкости, температура которой в центре сосуда *1* контролируется при помощи погружной термопары Т. Для экспериментов используется деаэрированная предварительным кипячением в отдельном кипятильнике вода. Избыточное давление в системе создается воздушным компрессором *4*, который отсекается при выполнении эксперимента вентилем *5*. Интегрирующие АЦП 7 и 8 обеспечивают сбор информации с датчиков давления и температур.

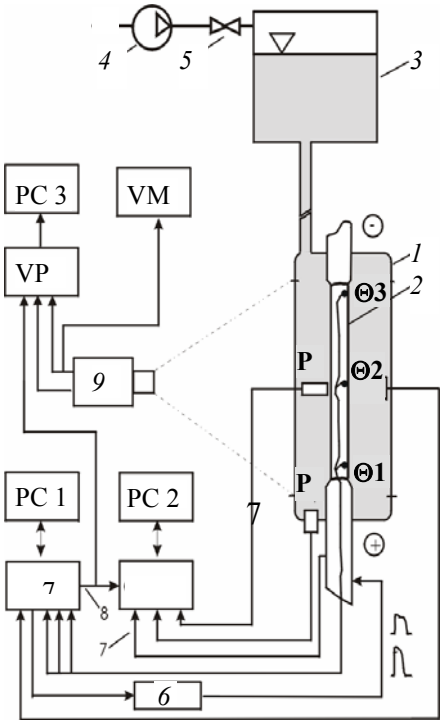


Рис. 2.11. Схема измерений и организация эксперимента.

Тепловыделение на нагревателе *2* осуществляется пропусканием через трубку трехфазного выпрямленного тока от работающей под управлением компьютера PC1 системы подведения мощности. Визуализация нестационарного процесса при набросе мощности осуществлялась с помощью видеосистемы, включающей видеокамеру HTC-550 (9) и видеомагнитофон (VM), впоследствии замененную на скоростную камеру VS-FAST, и компьютер PC3 с видеоплатой (VP).

Анализ видеокадров нестационарного процесса, выполненный для P_0= 0,3 МПа и $d\theta/d\tau$ = 6100÷6400 К/с при различных температурах воды, позволяет выявить следующие особенности вскипания недогретой жидкости при тепловыделении [122]. Во всех случаях парообразование начинается с появления на тепловыделяющей поверхности множества мелких пузырьков с различимым размером от 0,1 мм. При большой величине недогрева воды ($\Delta T_{нед}$= 103 К) пузырьки вырастают до отрывного размера и, уходя в жидкость, конденсируются вблизи стенки. Одновременно в приповерхностном массиве жидкости видно множество отлетающих от стенки микропузырьков, запечатляемых на видеокадре как своеобразная туманность. Пузырьковый слой, на самой стенке синхронно изменяя высоту пузырьков, «дышит» под воздействием пульсаций давления. После снятия тепловыделения кипение быстро ослабевает и прекращается.

По мере снижения недогрева до $\Delta T_{нед}$= 75 К пузырьки, возрастая в размерах, начинают сливаться в более крупные соединения с неровной поверхностью, которые образуют непрерывный паровой слой толщиной до 4 мм вокруг нагревателя. На последующих стадиях динамического процесса паровой слой разбивается на отдельные полости, разделенные между собой участками поверхности, покрытой тонкой паровой пленкой. Затем эти полости конденсируются, и трубка оказывается отделенной от окружающей ее массы воды сплошной пленкой пара. На поверхности стенки развиваются пленочный и переходный режимы кипения, ведущие к захолаживанию по всей поверхности нагревателя.

С дальнейшим понижением величины недогрева воды сомкнутая поверхность первых растущих и сливающихся между собой пузырьков становится более гладкой. Образованная ими растущая паровая оболочка, достигнув предельных размеров, стягивается в несколько круговых полостей, которые разделены участками, покрытыми паровой пленкой. Протяженность отдельной паровой полости увеличивается от 20 мм при $\Delta T_{нед}$= 60 К до 80 мм при $\Delta T_{нед}$= 5 К. Толщина ее при этом изменяется незначительно – от 7 до 8–9 мм. Паровые полости смещаются вверх вдоль трубки под действием подъемной силы и одновременно конденсируются, оставляя на поверхности паровую пленку. Толщина ее тем больше, чем меньше недогрев окружающей воды. На межфазной границе «пар-недогретая жидкость» преобладающим является процесс конденсации, ведущий к сокращению паровой прослойки, отделяющей жидкость от горячей поверхности. Наступает момент, когда паровая пленка прорывается, и жидкость попадает на стенку. Процесс повторного вскипания при $\Delta T_{нед}$= 70 К наблюдается в виде растущих и отрывающихся с поверхности отдельных пузырей размером до 3 мм.

Повышение начальной температуры воды приводит сначала к усилению повторного парообразования – растущие пузыри смыкаются и образуют при $\Delta T_{нед}$= 45 К паровые полости вокруг нагревателя максимальной толщиной до 8 мм и длиной до 12 мм. Расстояние между соседними полостями составляет около 30 мм. При уменьшении величины недогрева в жидкости от 30 до 5 К интенсивность повторного вскипания ослабевает, увеличивается период жизни паровой пленки, образующейся после первичного вскипания воды. К концу периода стабильного существования паровой пленки ее утонение приводит к неустойчивому пленочному кипению, последовательно сменяемому режимами переходного, пузырькового кипения и однофазной естественной конвекции.

Иллюстрацией к сказанному служат представленные на рис. 2.12 видеокадры кипения воды при набросе мощности в диапазоне малых недогревов воды, где наблюдались формирование микропузырькового слоя, смыкание растущих пузырьков в боль-

шую паровую полость, оставляющую в своем следе паровую пленку, экранирующую горячую поверхность от объема окружающей жидкости.

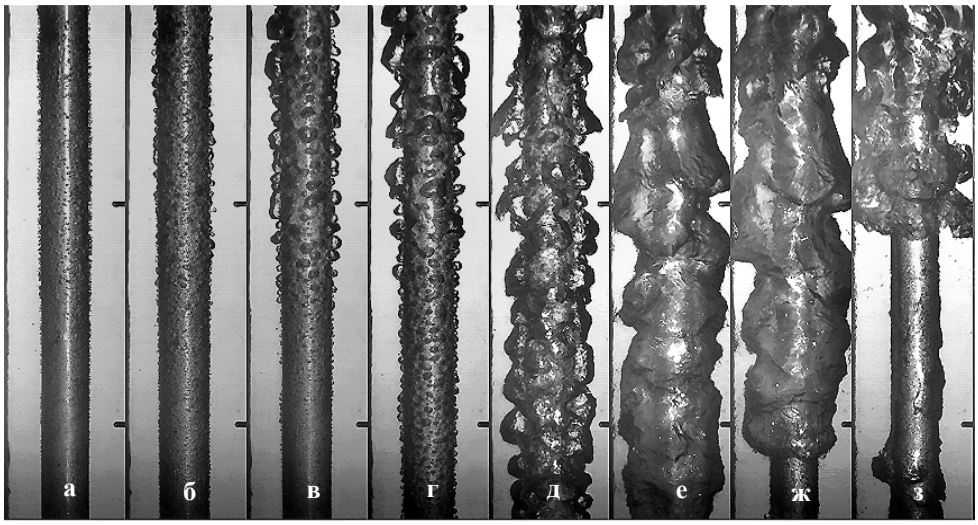


Рис. 2.12. Эволюция паровых образований на поверхности нагрева при набросе тепловой мощности. P_0 = 0,31 МПа, $\Delta T_{\text{нед}}$ = 10 К; $dT_W/d\tau$ = 1486 К/с: а, б – возникновение и рост пузырьковых зародышей; в – растущие пузыри; г, д – смыкание пузырей; е – образование парового «чулка»; ж, з – прекращение парообразования и формирование паровой пленки.

Одним из определяющих параметров нестационарного парообразования является время ожидания τ_{ind} от начала наброса мощности до перехода к интенсивному парообразованию. Это время необходимо для формирования теплового пограничного слоя, внутри которого могли бы зарождаться и начать расти паровые пузыри [123]. В своих выводах автор [123] указывает на необходимость более четкого представления о предельной толщине теплового пограничного слоя δ и константах, определяющих связь между размерами критического зародыша и впадины. В работе [124] предложена следующая формула для определения температуры поверхности T_{w} к началу стационарного кипения:

$$T_w = T_s + (\Delta T_{\text{нед}} \frac{r_c C_1 C_4}{\delta} + \frac{2\sigma T_s}{r\rho_{\text{п}} C_2 r_c}) \frac{\delta}{\delta - r_c C_1 C_4}, \qquad (2.26)$$

где T_s – температура насыщения; r_c – радиус впадины на поверхности стенки; σ – коэффициент поверхностного натяжения; $\rho_{\text{п}}$ – плотность пара; r – удельная теплота парообразования; C_1, C_2, C_4 – коэффициенты.

Обработка опытных данных по началу кипения на поверхности трубки с наиболее часто встречающимся радиусом впадины r_c = 0,0075 мм при значениях коэффициентов C_1 = 1,8; C_2 = 1,25; C_4 = 1 позволила получить обобщенную зависимость для δ [121]:

$$\delta = 1{,}51 e^{0{,}008 P_0 \Delta T_{\text{нед}}} C_1 r_c . \qquad (2.27)$$

Здесь толщина теплового слоя δ представляет собой экстраполированную величину перегретого слоя жидкости, продолженную в область недогретой воды в предположении линейного профиля температуры внутри перегретого слоя. Численные расчеты показывают, что профили температур в перегретом слое на момент $\tau = \tau_{\text{ind}}$ близки к линейным. Непосредственное значение τ_{ind} находится из уравнения

$$T_w(\tau_{\text{ind}}) = T_s - \Delta T_{\text{нед}} + \tau_{\text{ind}} \frac{dT_w}{d\tau}. \qquad (2.28)$$

Предложенная методика позволила успешно обобщить опытные данные по времени ожидания к началу роста пузырьков в опытах, проведенных при следующих условиях: давление P = 0,11–4,0 МПа; недогрев $\Delta T_{\text{нед}}$=10–40 К; размеры шероховатостей r_c = 0,0035–0,135 мм; $\frac{dT_w}{d\tau}$ = 900–2100 К/с. На рис. 2.13 показаны некоторые результаты сопоставления расчетных и опытных значений τ_{ind}.

Условия в греющей стенке и тепловом пограничном слое к моменту $\tau = \tau_{\text{ind}}$ являются исходными для дальнейшего формирования паровой фазы и роста давления, вызываемого расширением парового объема в окружающей жидкости. Расчетная модель динамики давления включает: описание процесса образования зародышей на впадинах и микротрещинах, имеющихся на поверхности нагрева; рост отдельных пузырей до их смыкания; смыкание соседних пузырей и образование паровой прослойки с остатками микроклинов жидкости между соседними пузырями; полное испарение перегретого микрослоя жидкости [125].

Уравнение для плотности локального теплового потока, идущего на испарение пристенного слоя жидкости, записывается в следующем виде:

$$q_{\text{исп}} = \lambda \frac{(T_w - T_s)}{s_{\text{см}}} \iint_{s_{\text{см}}} \frac{dxdy}{\delta(x,y)}, \qquad (2.29)$$

где λ – коэффициент теплопроводности жидкости; $s_{\text{см}}$ – площадь смоченной поверхности под растущим пузырем; $\delta(x,y)$ – переменная толщина жидкого микрослоя под пузырем. Уравнение (2.29) решается совместно с уравнением изменения во времени межфазной поверхности при росте и смыкании паровых пузырей с учетом изменяющихся по времени входящих в него величин и давления.

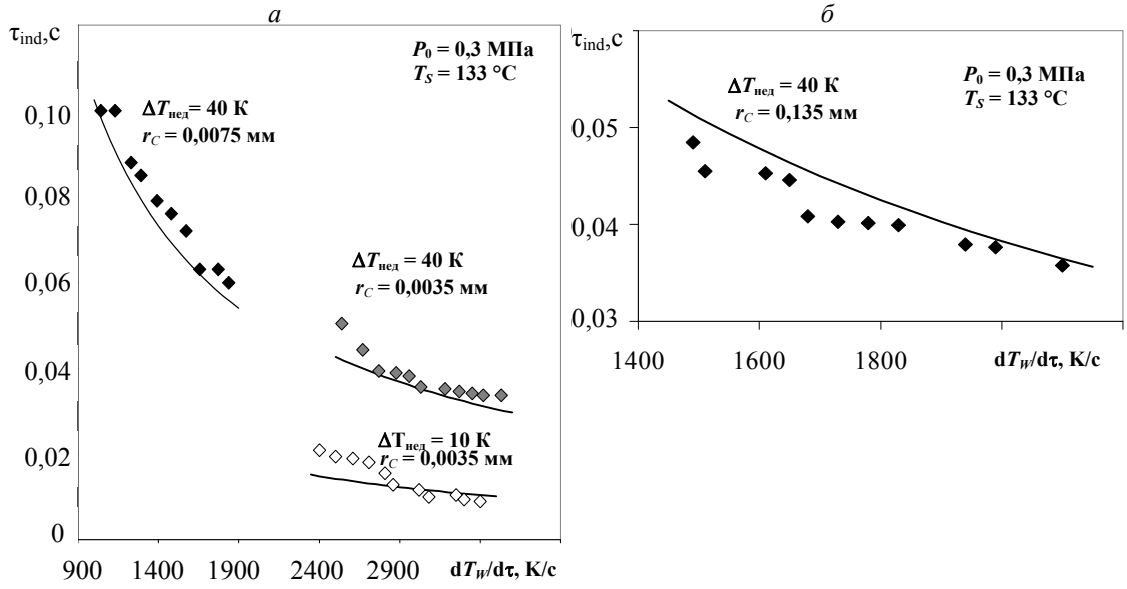


Рис. 2.13. Расчетные и экспериментальные значения времени ожидания при различных шероховатостях.

Расчет импульса давления производится по выражению

$$\Delta P = c_0 \rho' \frac{dH}{d\tau}, \tag{2.30}$$

где c_0 – скорость звука в жидкости, ρ' – плотность жидкости, $\frac{dH}{d\tau}$ – скорость движения внешней границы паровой фазы.

На рис. 2.14 представлено сопоставление расчета динамики давления по методике [125] с экспериментальным результатом для поверхности с размером микровпадин r_c = 0,0075 мм. Опыты показывают, что увеличение размеров микровпадин приводит к понижению величины изменения давления, и этот факт достаточно хорошо воспроизводится расчетной моделью.

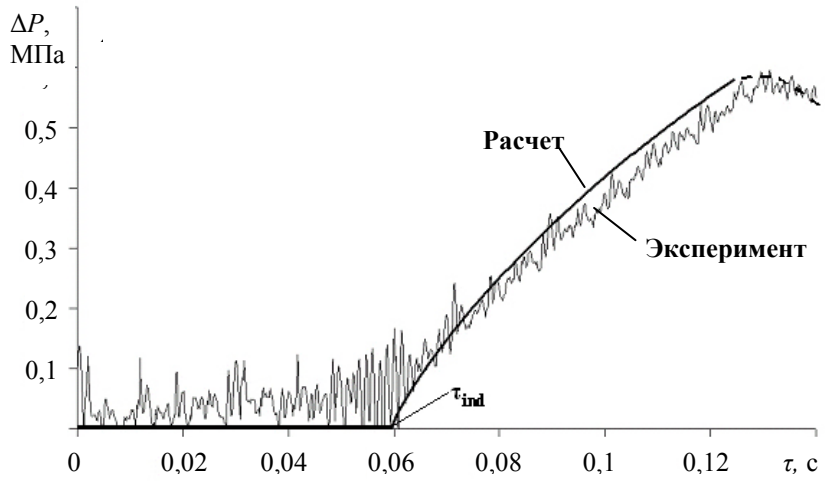


Рис. 2.14. Динамика давления при набросе тепловыделения.
P_0 = 0,3 МПа, $\Delta T_{нед}$ = 40 К, $dT_и/d\tau$ = 2400 К/с; r_c = 0,0075 мм.

2.3.4. Скорость низкочастотных волн давления в парожидкостной среде с неподвижным слоем шаровых частиц

Исследования процессов переноса в пористых материалах и зернистых средах, инфильтруемых парогазожидкостным потоком, связаны с развитием новых технологий в энергетике, химической, нефтяной и других отраслях промышленности. К одной из фундаментальных научных проблем в этой области относится изучение и построение волновой динамики многофазных сред в пористых материалах и засыпках с учетом процессов вскипания, конденсации и структуры среды.

В атомной энергетике идея использования ядерного горючего в виде сферических топливных элементов (микротвэлов) разрабатывалась применительно к высокотемпературным газоохлаждаемым реакторам на тепловых и быстрых нейтронах. В последние годы обсуждаются варианты конструктивных решений и схем использования шаровых микротвэлов в водоохлаждаемых и кипящих реакторах, в том числе в реакторах прямоточного типа [126]. Особенности протекания нестационарных и волновых процессов в пористых средах с двухфазным потоком изучены недостаточно как в теоретическом, так и в экспериментальном аспектах.

Известно, что линейная и нелинейная акустика парожидкостной пузырьковой смеси довольно «необычна», например, волны в такой среде могут как сильно затухать, так и многократно «усиливаться». Здесь так же, как и в пузырьковых газо-жидкостных

суспензиях, проявляются эффекты нелинейности, дисперсии скорости звука и др. Так, согласно теории, в области предельно низких дорезонансных частот колебаний паровых пузырьков должна реализовываться термодинамически равновесная скорость звука. Ее значение, например, для воды при атмосферном давлении и низкой концентрации паровых пузырьков имеет порядок ~1 м/с. С ростом частоты акустических волн в дорезонансной области их скорость увеличивается в десятки раз, достигая значений «замороженной» скорости звука, обусловленной инерционными колебаниями пузырьков.

Теоретическому и экспериментальному изучению этих вопросов, а также процессам распространения и эволюции волн конечной амплитуды в парожидкостных средах, посвящено значительное число работ. Среди них ограничимся лишь указанием известных монографических изданий [127, 128], включающих обширный библиографический обзор. Вместе с тем из анализа известных экспериментальных работ [129–131] следует, что ни в одном из этих опытов с пузырьковыми парожидкостными средами не были зафиксированы скорости звука, соответствующие ее низкочастотному равновесному пределу. Связано это, по-видимому, с обстоятельствами методического характера.

Из выражения для плотности парожидкостной смеси, находящейся в состоянии термодинамического равновесия,

$$\frac{1}{\rho_{\text{ТР}}} = \frac{1-x}{\rho_1} + \frac{x}{\rho_2} \tag{2.31}$$

следует, что $\rho_{\text{ТР}}$ функционально зависит от трех параметров – ρ_1, ρ_2 и x, в общем случае зависящих от давления, где $\rho_{\text{ТР}}$, ρ_1 и ρ_2 – плотность парожидкостной смеси, плотности жидкости и пара соответственно на линии насыщения, а x – массовое паросодержание.

В частном случае, когда x = const, фазовые переходы как бы «заморожены», например в воздушно-водяной смеси при допущении о гомогенности среды расчет скорости звука приводит к выражению [127, 132]:

$$\left(\frac{\partial \text{p}}{\partial \rho}\right)_S = c_0{}^2 = \left[\rho_{\text{ТР}}\left[\frac{\varphi}{\rho_2 c_2^2} + \frac{1-\varphi}{\rho_1 c_1^2}\right]\right]^{-1}, \tag{2.32}$$

где c_1, c_2 и c_0 – адиабатная скорость звука в жидкости, газе и газожидкостной смеси; φ – объемное газосодержание в смеси; p – давление.

Другой предельный случай возникает, если полагать, что ρ_1 и ρ_2 – const, а сжатие или разрежение системы сопровождается переходом вещества из одной фазы в другую в соответствии с условиями термодинамического равновесия, т.е. $x = x(p)$:

$$c_s{}^2 = \frac{L^2}{\rho_{\text{ТР}}^2 C^* T\left(\frac{1}{\rho_2} - \frac{1}{\rho_1}\right)^2}, \tag{2.33}$$

где c_s – термодинамически равновесная скорость звука; $C^* = C_2 x + C_1(1-x)$ – эффективная удельная теплоемкость среды; C_1, C_2 – удельные теплоемкости жидкости и пара на линии насыщения соответственно; L – удельная теплота испарения; T – абсолютная температура.

Полагая, при малых давлениях, $\rho_1 >> \rho_2$ и рассматривая $x << 1$ (мелкодисперсная смесь жидкости с небольшим количеством пара), приходим к приведенной в [127, 128, 134] формуле для скорости звука Ландау:

$$c_L = \frac{pL}{\rho_1 RT\sqrt{C_1 T}}, \qquad (2.34)$$

где R – удельная газовая постоянная водяного пара.

В наших исследованиях [133], посвященных распространению малоамплитудных возмущений давления в парожидкостном потоке, движущемся в канале через слой плотноупакованных крупных шаровых частиц, впервые экспериментально было обнаружено, что скорость этих возмущений может составлять единицы метров в секунду. Оказалось, что они сопоставимы с термодинамически равновесной скоростью звука в парожидкостной среде. Расчетное значение этой скорости, называемой также скоростью звука Ландау, для пароводяной среды при p_0 = 0,1 МПа и предельно малом весовом паросодержании составляет 1,1 м/с [128].

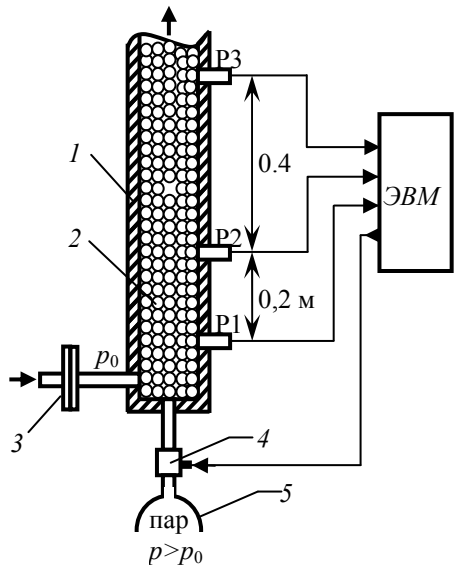


Рис. 2.15. Схема экспериментального канала. P1–P3 – датчики давления.

Эксперименты [133,135] проводились в вертикальном цилиндрическом канале *1* с внутренним диаметром 33 мм и толщиной стенки 7,5 мм при адиабатных условиях (рис. 2.15). В большинстве опытов использовались свинцовые шарики диаметром 8 и 3 мм, образующие неупорядоченную упаковку *2*. Опыты с более мелкими (3 мм) частицами показали, что волны малой амплитуды в такой трехфазной среде быстро затухают, это не позволяет с необходимой точностью определить границы их переднего фронта, поэтому эксперименты с такими частицами проводились при изучении эволюции волн относительно большой начальной амплитуды. Парожидкостная смесь создавалась дросселированием горячей воды повышенного давления через шайбу *3*, установленную непосредственно у входа в вертикальный канал. Возмущения давления генерировались импульсным вдувом пара от внешнего парогенератора *5* через электромагнитный клапан *4*, а их амплитуда в рассматриваемом сечении датчика P1 составляла вариантно 10 %, 20 % и 40 % от величины давления в канале. Распространение волны давления по каналу регистрировалось высокочастотными датчиками давления типа ДДИ-21, обладающими рабочей частотой до 10 кГц.

Время достижения фронтом волн давления сечения, в котором установлен соответствующий датчик, определялось по моменту появления положительной временной производной $dp/d\tau$. Крутизна переднего фронта давления оценивалась по наибольшей скорости нарастания давления $(dp/d\tau)_{max}$. Эту скорость удобно связать с характерной частотой процесса, определяемой как $\frac{(dp/d\tau)_{max}}{2\delta p}$, где δp – возмущение. Использование $\frac{(dp/d\tau)_{max}}{2\delta p}$ в этом случае показывает верхнюю оценку спектра значимых частот.

Малые, от 35 до 110 кг/(м^2·с), значения массовой скорости ρw (w – скорость двухфазного потока) обеспечивали низкий перепад давления и тем самым слабое его влияние на паросодержание в зоне измерения в канале. Опыты проводились при абсо-

лютном давлении в рабочем канале, равном 0,2 и 0,6 МПа. При обработке измерений учитывалась собственная скорость потока, которая составляла 0,2 м/с при p_0=0,2 МПа, и 0,4 м/с при p_0=0,6 МПа.

Для проверки методики исследования были выполнены тестовые эксперименты по измерению скорости звука в засыпках с однофазной жидкостью. Полученная на установке скорость распространения возмущений давления в пористой среде из свинцовых частиц диаметром 8 мм, насыщенной водой при температуре 17 ^{0}C и давлении 0,11 МПа, составила 1492 м/с, что с погрешностью 1,3 % согласуется с табличным значением скорости звука для воды [136].

Для установления влияния шаровых частиц на скорость распространения слабых низкочастотных возмущений давления в газожидкостной среде, где исключены фазовые переходы, была проведена отдельная серия опытов с заполнением порового пространства слоя шариков воздушно-водяной смесью. Смесь заданного газосодержания создавалась пропусканием через залитый водой канал пузырьков воздуха при известном его объемном расходе. Истинное объемное газосодержание определялось с учетом скорости всплытия пузырей в слое шариков. В данном случае при больших временах процесса изменение плотности газожидкостной смеси в волне давления обусловлено только сжимаемостью компонентов смеси, и распространение малых возмущений давления должно происходить со скоростью, близкой к «замороженной» скорости звука в этой среде, определяемой по формуле (2.32). Результаты опытов в виде зависимости измеренной скорости u волны давления от объемного газосодержания φ на экспериментальном канале как в свободном от шаровых частиц, так и содержащем их, представлены на рис. 2.16. В полученных опытных данных не было обнаружено влияния слоя шариков в канале на скорость волны, которая в обоих случаях (точки 3, 4) совпадает с «замороженной» скоростью звука c_0 в газожидкостной среде.

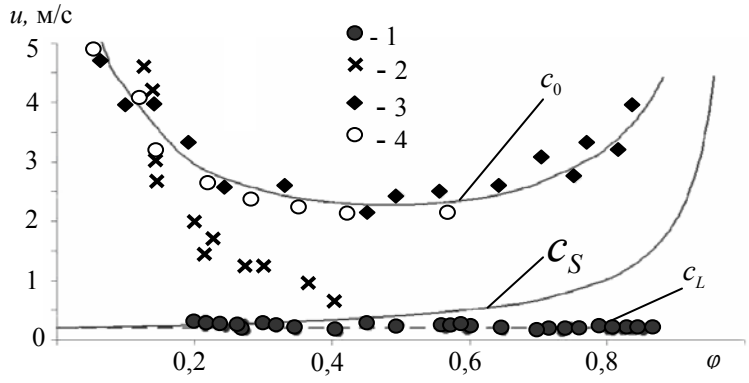


Рис. 2.16. Скорость акустических возмущений: в парожидкостной среде с шариками 8 мм (p_0 = 0.2 МПа), *1* – характерная частота входного возмущения 1,5–2,5 Гц; *2* – частота 9–16 Гц; в воздушно-водяной среде (p_0=0,1 МПа); *3* – с шариками; *4* – без шариков.

Наличие фазовых переходов в системе «пар – жидкость» приводит к принципиально новым эффектам при распространении волн. Полученные в ходе экспериментов с парожидкостной смесью данные по скорости распространения низкочастотных волн давления амплитудой $0{,}1p_0$ в канале с шаровыми частицами (точки 1) существенно отличаются от c_0 и совпадают с расчетными значениями равновесной скорости звука c_s (в области малых φ) и скорости звука Ландау c_L (во всем измеренном диапазоне φ) (см. рис. 2.16), определяемыми из уравнений (2.33), (2.34) соответственно. Указанные в подписях к рисунку оценки характерных частот относятся к фронту входного возмущения. Распространение фронта давления по длине экспериментального участка сопровождается более сильным, по сравнению с газожидкостной средой, его «выполаживанием» и, соответственно, уменьшением его характерной частоты. Эволюция волны давления по длине канала, содержащего слой шаровых частиц и свободного

от них, для наглядности при более сильном возмущении, показана на рис. 2.17. Отчетливо видны замедление движения фронта волны и быстрое ее затухание по высоте канала при наличии частиц.

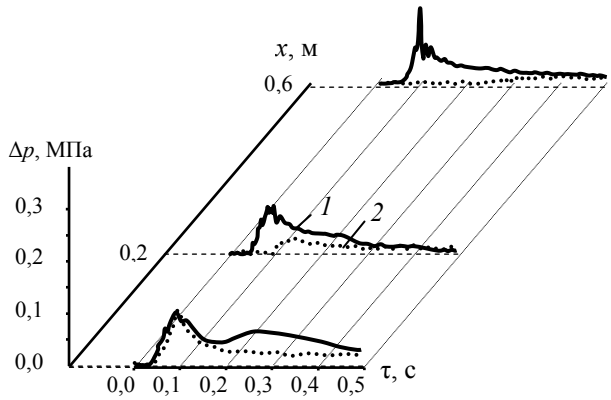


Рис. 2.17. Эволюция волны давления по высоте канала при p_0=0.23 МПа и φ=0,65; *1* – канал без шариков, *2* – с шаровыми частицами диаметром 8 мм.

При большом объемном паросодержании, φ>0,5, скорость движения фронта волн давления не увеличивается с ростом φ вслед за изменением c_s (см. рис. 2.17), а продолжает оставаться на уровне скорости звука Ландау c_L, определяемой уравнением (2.34). Численное значение c_L при p_0=0,2 МПа равно 2,03 м/с. Заметное уменьшение скорости звука относительно c_s в области больших объемных паросодержаний может быть частично объяснено участием в теплообменном процессе при прохождении волны давления теплопроводного материала засыпки, что приводит, с учетом его собственной теплоемкости, к увеличению эффективной теплоемкости среды C^*. А это, как видно из выражения (2.33), вызывает снижение равновесной скорости звука. В области высоких объемных паросодержаний структура двухфазного потока отлична от пузырьковой, однако здесь высокая интенсивность межфазного тепломассообмена достигается благодаря большой суммарной поверхности плотноупакованных шаровых частиц. Аналогичные результаты получены в опытах с малыми возмущениями при p_0 = 0,6 МПа, где c_L = 5,3 м/с.

Заметим, что зависимости (2.33), (2.34) справедливы, когда массообмен в смеси обусловлен тепловым взаимодействием только между паровой и жидкой фазами, и их, строго говоря, нельзя применять к течению в шаровых засыпках из теплопроводного материала. Поэтому при обработке экспериментальных данных представленные зависимости следует рассматривать как предельные оценки, позволяющие судить о роли межфазного массообмена в процессе сжатия парожидкостной среды при прохождении волны давления через трехфазную систему «пар – жидкость – твердые частицы».

Достижение равновесной скорости звука возможно только при достаточно малых частотах, когда интенсивность конденсации оказывающегося переохлажденным пара обеспечивает на относительно медленно нарастающем фронте возмущения равновесную с давлением температуру двухфазной среды.

Опытные данные указывают на зависимость скорости волн от характерной частоты, при этом с ростом ω скорость волн стремится к c_0. Действительно в опытах с более высокочастотными возмущениями (9–16 Гц), которые были реализованы при низких паросодержаниях, эти данные также представлены на рис. 2.16 (точки 2), скорость малоамплитудных волн давления заметно отличается от равновесной скорости звука и при увеличении частоты приближается к c_0.

Подробный теоретический дисперсионный анализ, выполненный в [128] для парожидкостной среды, в зависимости от размеров тепловой ячейки $r = R_0/\varphi^{1/3}$, паросодержания, радиусов пузырьков, влияния межфазного (пар-жидкость) тепло- и массообмена, частоты акустических возмущений позволяет сделать количественные оценки частотного диапазона существования равновесной скорости звука. Так в нашем случае при φ_0 = 0,4, радиусах пузырьков R_0 = 0,1÷1 мм и соответственно для двух «околорав-

новесных» асимптотик, при которых температуры (пара и жидкости) внутри ячейки успевают выравниваться, этот диапазон лежит в пределах от 0,015 до 3 Гц. Большинство наших опытных данных, описываемых формулой (2.34), соответствуют верхнему пределу частот ~ 5 Гц [137].

Таким образом, эксперименты показали, что в двухфазных парожидкостных потоках, движущихся в слое шаровых частиц, скорость малых возмущений давления может изменяться от термодинамически равновесной до «замороженной» скорости звука в соответствии с дисперсионными свойствами парожидкостной среды. Определяющим фактором для достижения равновесной скорости является интенсификация межфазного (пар – жидкость) тепло- и массообмена за счет создания большой поверхности раздела фаз путем введения в поток слоя из твердых частиц и обеспечением тем самым однородной структуры потока по его сечению, а также формирование в среде низкочастотных возмущений давления.

2.4. Оптимизация схем и параметров энергетических установок и электростанций

С начала создания СЭИ в нем проводились работы по математическому моделированию и исследованию теплоэнергетических установок (ТЭУ) и тепловых электрических станций (ТЭС). Далее дается ретроспективный анализ этих работ, причем основное внимание уделяется методическим результатам. Весь рассматриваемый период условно разбит на пять этапов. Первые четыре из них завершаются выпуском итоговых монографий. Для первого этапа это монография Г.Б. Левенталя и Л.С. Попырина (1970 г.), для второго – Л.С. Попырина (1978 г.), Л.С. Попырина, В.И.Самусева и В.В. Эпельштейна (1981 г.) и С.М. Каплуна (1982 г.), для третьего – А.М. Клера, Н.П. Декановой, Т.П. Щеголевой и др. (1993 г.) и для четвертого – А.М. Клера, Н.П. Декановой, Э.А.Тюриной и др. (2005 г.). Пятый этап продолжается до настоящего времени (2010 г.).

Первый этап. Теплоэнергетические, в первую очередь, паротурбинные установки, широко используемые для производства электроэнергии, уже с момента появления (конец XIX – начало XX вв.) были весьма сложными техническими системами, состоящими из большого числа разнотипных элементов, объединенных разнообразными технологическими связями, требующими для их исследования и проектирования выполнения громоздких технических расчетов. Не удивительно, что они являлись одними из первых объектов энергетики, для исследования которых стали использоваться быстродействующие электронные вычислительные машины (ЭВМ).

Первые работы, посвященные расчетам паровых турбин на ЭВМ, появились за рубежом в конце 50-х – начале 60-х годов XX в. [138–140]. Первая советская работа по этой тематике была выполнена в ЦНИИКА также в начале 60-х годов [141].

Поскольку технологические схемы теплоэнергетических установок состоят из достаточно большого числа однотипных элементов (ступеней или отсеков турбин, регенеративных пароводяных подогревателей, радиационных и конвективных поверхностей нагрева паровых котлов и др.), то уже в первых работах широкое применение получили вычислительные модули, называемые также подпрограммами, или процедурами, предназначенные для расчетов отдельных типовых элементов технологических схем. Вместе с тем разработка программы расчета конкретной технологической схемы установки с использованием модулей расчета типовых элементов осуществлялась «вручную».

При исследованиях некоторого класса теплоэнергетических установок приходится рассматривать большое количество их вариантов, различающихся элементным составом и структурой технологической схемы. В этих условиях построение “вручную”

отдельной программы для каждого варианта требует чрезмерных трудозатрат на программирование и значительно замедляет весь процесс исследования.

Первой идеей, которая использовалась независимо многими авторами для преодоления указанных трудностей, была идея универсальной программы, предназначенной для расчета избыточной или максимально сложной технологической схемы. Ее суть состояла в том, что составлялась максимально сложная технологическая схема установки, из которой путем отключения ряда элементов и связей можно было получить любую интересующую исследователей конкретную технологическую схему. Искусство разработчика заключалось в построении устойчиво работающего алгоритма расчета, который был бы эффективен как для максимально сложной, так и для любой конкретной схемы.

Как правило, для этого составлялась программа расчета максимально сложной схемы итерационным методом (обычно методом Зейделя), причем модули отключаемых элементов организовывались так, чтобы изменение температур, энтальпий и давлений всех рабочих тел и теплоносителей, проходящих «транзитом» через отключенный элемент, принимались равными нулю, а расходы оставались неизменными. Расходы остальных рабочих тел и теплоносителей, входящих в отключенный элемент или выходящих из него, полагались равными нулю.

В результате все работающие элементы рассчитывались по своим моделям, а отключенные элементы «занулялись» указанным способом.

Такие универсальные программы использовались в работах ряда организаций СССР (ЦНИИКА, НПО ЦКТИ, ИПМАШ АН УССР). На этих же принципах были основаны первые разработанные в СЭИ СО АН СССР программы расчета теплоэнергетических установок различных типов [142–150]. Отметим, что значительное внимание в этих работах было уделено моделированию физических свойств рабочих тел ТЭУ, в первую очередь, свойств воды и водяного пара. Здесь главная проблема в оптимальном соотношении между быстродействием подпрограмм расчета свойств и объемом используемой машинной памяти.

Характерной особенностью первых работ СЭИ было то, что в них ставились задачи комплексной оптимизации параметров теплоэнергетических установок, а не только задачи выполнения их отдельных (вариантных) расчетов.

В этих работах дано представление о системах уравнений, описывающих теплоэнергетические установки, системах их ограничений-неравенств и критериях эффективности. Отмечена такая важная особенность систем уравнений, как зависимость каждого уравнения непосредственно лишь от малого числа параметров системы. Это позволяет задать начальные приближения лишь для небольшого числа параметров, а значения остальных вычислить по «цепочкам» уравнений.

Для ограничений-неравенств предложен эвристический метод поиска допустимых решений, основанный на назначении для каждого неравенства наиболее сильно влияющего на него независимого параметра и использовании метода Ньютона для вывода всех нарушенных ограничений на границы допустимой области. Этот метод, очевидно, не является строгим и во многих случаях не обеспечивает поиска допустимых решений (например, если число нарушенных ограничений больше числа оптимизируемых параметров).

В качестве целевой функции (критерия эффективности) при оптимизации использовались приведенные расчетные затраты. Они представляют собой сумму приведенных к расчетному году капиталовложений и эксплуатационных издержек всех лет строительства и эксплуатации. Учитываются капиталовложения и издержки исследуемой ТЭУ, а также замыкающей электростанции. Мощность и выработка электроэнер-

гии этой станции определяются из требования приведения всех вариантов к равному энергетическому эффекту.

Был выполнен анализ нескольких методов нелинейного математического программирования на предмет пригодности их для оптимизации параметров теплоэнергетических установок. В результате разработано два алгоритма. Первый основан на модификации метода приведенных градиентов, когда при движении внутри допустимой области в качестве направления уменьшения целевой функции принимается направление ее антиградиента по исходному вектору независимых параметров, а при выходе на границы области – по антиградиенту нового вектора, где часть компонентов исходного вектора оптимизируемых параметров заменяется на зависимые переменные, достигшие предельных значений. Второй, более простой алгоритм основан на покоординатном спуске в пространстве независимых параметров, при этом оптимизируются не только непрерывные параметры (расходы, температуры, давления), но и такие дискретные характеристики, как марки металлов, из которых изготовлены теплообменные поверхности нагрева.

Представляется, что первый алгоритм был разработан под влиянием исследований, выполненных по оптимизации режимов работы электроэнергетических систем в СЭИ, где похожий метод успешно использовался. Следует отметить, что этот алгоритм может «застревать» на нелинейных границах, которые станут нарушаться на каждом шаге и все улучшение целевой функции будет «съедено» при вводе в допустимую область. Во втором алгоритме уменьшение целевой функции прекратится, как только в пределах допустимой области потребуется согласованное изменение нескольких оптимизируемых параметров.

В указанных работах СЭИ было дано представление о задачах совместной оптимизации непрерывных и дискретных параметров установки и предложены эвристические подходы к их решению, основанные на направленном переборе вариантов. Рассмотрена идея построения модели установки с использованием упрощенных описаний подмоделей основных элементов на базе полиномов, полученных по результатам серии «изолированных» подробных расчетов этих же элементов.

С применением разработанных моделей энергоустановок и методов оптимизации выполнены исследования паротурбинных энергоблоков, энергоблоков с МГД-генераторами и др.

Используемые на первом этапе ЭВМ (БЭСМ-2М и БЭСМ-4) позволяли достаточно качественно выполнять вариантные расчеты энергоустановок и проводить улучшение их характеристик методом покоординатного спуска. Решение задач нелинейного программирования каким-либо математически обоснованным методом было возможно лишь на основе неточных, крайне упрощенных моделей, в частности, базирующихся на замене реальных зависимостей полиномами, поэтому предложенные на этом этапе подходы к оптимизации не прошли достаточной опытной проверки, и значительная их часть в дальнейшем показала свою неэффективность. Несмотря на это, постановку оптимизационных задач и попытку их решения, на которые, с учетом сложности энергоустановок, не отважились представители других организаций как в СССР, так и за рубежом, следует признать важным научным достижением первого этапа исследований.

Второй этап. *Поскольку универсальные программы расчета теплоэнергетических установок требуют на свою разработку больших программистских трудозатрат*, а в случае появления заранее непредусмотренной конкретной схемы нуждаются в перепрограммировании, то значительные усилия ученых-энергетиков и программистов в конце 60-х – начале 70-х годов XX в. были направлены на создание более гибких систем математического моделирования.

В таких системах появляется этап планирования вычислительного процесса, организуемый на основе анализа конкретной технологической схемы. Сам процесс расчета конкретной схемы строится из обращений к вычислительным модулям расчета типовых элементов установки. В результате отпадает необходимость «придумывать» максимально сложную схему и программировать ее расчет.

Первая вычислительная система, основанная на принципах модульного программирования, создана в ИПМАШ АН УССР [151, 152] для расчета технологических схем паротурбинных установок.

В ней был принят принцип определения последовательности обращения к вычислительным модулям, основанный на последовательности прохождения через соответствующие элементы схемы «основного» рабочего тела. Для элементов проточной части турбин таким телом является пар, а для регенеративных подогревателей – питательная вода. Данный способ организации вычислительного процесса показал хорошие результаты для паротурбинных установок, однако в силу своей узкой специализации он не мог применяться при моделировании других энергетических установок.

Следующим шагом в развитии методов автоматизации моделирования стало создание систем модульного программирования, в которых для планирования вычислительного процесса использовались достаточно универсальные методы, основанные на анализе специального графа, в котором каждому вычислительному модулю ставится в соответствие вершина, а каждому параметру связи между модулями – дуга, причем направление дуги соответствует направлению передачи информации между модулями. На таком графе решается задача выделения дуг, разрывы которых делают граф бесконтурным. Соответствующие этим дугам параметры должны вычисляться итеративно, причем для них требуется задать начальные приближения. Остальные параметры вычисляются «по цепочкам». На бесконтурном графе решается задача упорядочивания вершин, т.е. определяется такая последовательность обращений к вычислительным модулям, при которой к моменту обращения к очередному модулю все его информационно-входные параметры входят в состав исходных данных, итеративно вычисляемых параметров или информационно-выходных параметров ранее рассчитанных модулей. Иными словами, среди информационно-входных параметров очередного вычислительного модуля нет таких, значения которых еще не определены. Указанный подход является достаточно универсальным. Главный его недостаток – необходимость предварительного согласования состава информационно-входных и информационно-выходных параметров различных модулей. К работам данного направления относится монография по моделированию технологических процессов химических производств [153], а также более поздняя работа по моделированию теплоэнергетических установок различных типов [154].

Следует отметить, что теплоэнергетические установки имеют весьма сложную схему материальных потоков, которые разделяются в одних элементах и смешиваются в других. Определить ориентацию уравнений материальных и тепловых балансов элементов, связанных этими потоками, до анализа конкретной схемы крайне трудно, поэтому сложно заранее разработать вычислительные модули различных элементов, которые были бы согласованы между собой по составу информационно-входных и информационно-выходных параметров.

В связи с этим в конце 60-х годов XX в. в СЭИ начались работы по созданию свободной от указанного недостатка так называемой системы непроцедурного программирования, которая была названа системой машинного построения программ – СМПП [155–158].

В этой системе математические описания отдельных элементов могут быть представлены не только в виде процедур (подпрограмм) с четко заданным составом вычис-

ляемых переменных и исходных данных, но и в виде подсистем уравнений, связывающих некоторые параметры. При этом заранее не определяется, какое уравнение разрешается относительно какой переменной.

В СМПП для планирования вычислительного процесса расчета технологической схемы ТЭУ применяется двудольный (бихроматический) граф. В нем используется два вида вершин: черные и белые, причем связи возможны лишь между вершинами разных видов. Черные вершины соответствуют переменным, а белые – отношениям между переменными (уравнениям и процедурам). Связи между черными и белыми вершинами показывают вхождение переменных в отношения. Если переменная *i* входит в отношение *j*, то *i*-я черная вершина и *j*-я белая вершина в графе будут связаны ребром или дугой. Если переменная *i* является информационно-входной для отношения *j*, то дуга ориентирована от черной вершины к белой. Если переменная *i* является информационно-выходной для отношения *j*, то дуга ориентируется от белой вершины к черной. Если ориентация уравнений еще не определена, что имеет место до начала планирования вычислительного процесса, то черная и белая вершины связываются неориентированным ребром.

Поскольку в СМПП для описания отдельных элементов могут использоваться как подпрограммы с заранее заданным составом входных и выходных величин, так и предварительно неориентированные уравнения, то исходный двудольный граф, соответствующий системе отношений, описывающей установку, будет частично ориентированный, т.е. в нем имеются и дуги, и ребра.

Первой задачей, которую необходимо решить для планирования вычислительного процесса, является задача полной ориентации графа. Ее решение выполнялось в два этапа. На первом осуществляется «принудительная» ориентация части ребер, обусловленная наличием ориентированных процедур. Эта ориентация проводится исходя из условий, что одна переменная может вычисляться лишь из одного отношения, и из каждого уравнения должна вычисляться одна переменная. Например, если в уравнение входят три переменные, и две из них определяются из подпрограмм, то уравнение должно быть разрешено относительно третьей переменной. Если переменная вычисляется из некоторой подпрограммы, то для всех остальных отношений, в которые входит эта переменная, она должна быть информационно-входной. На втором этапе для оставшейся неориентированной части графа проводится паросочетание, т.е. каждой белой вершине (уравнению) ставится в соответствие черная вершина (переменная, которая из этого уравнения вычисляется). Поиск паросочетания сводится к известной задаче о назначениях, для решения которой применяется алгоритм, изложенный в [159] и использующий два заданных пользователем списка: желательных исходных данных и желательных вычисляемых переменных.

После полной ориентации двудольного графа из него выделяются бикомпоненты (множества взаимодостижимых вершин). Белым вершинам, входящим в один бикомпонент, соответствует замкнутая подсистема отношений, которая должна решаться итеративным способом. Отношения, не входящие в бикомпоненты, могут рассчитываться «по цепочке» одно за другим. Для каждого бикомпонента определяются черные вершины, удаление которых делает граф бесконтурным. Таким вершинам соответствуют итеративно-вычисляемые переменные. Решение этой задачи проводится специальным эвристическим алгоритмом [160].

Завершающей стадией планирования вычислительного процесса является упорядочивание белых вершин графа, т.е. составление такой последовательности обращений к отношениям, что все информационно-входные переменные очередного отношения входят в состав исходных данных, задающихся перед расчетом, либо в состав итера-

тивно-вычисляемых переменных, либо уже вычислены из отношений, обращение к которым производилось ранее.

После того как планирование вычислительного процесса завершено, строится программа расчета ТЭУ на алгоритмическом языке FORTRAN, причем для решения системы отношений, описывающей технологическую схему ТЭУ, используется метод Зейделя. СМПП имела достаточно удобный язык задания математических описаний элементов и задания структуры схемы.

Первая версия СМПП разработана для ЭВМ БЭСМ-4. Она позволила получить определенный опыт автоматизации моделирования и построить модели нескольких достаточно простых технологических схем ТЭЦ.

Гораздо более эффективной оказалась следующая версия системы, ориентированная на наиболее мощную в то время ЭВМ БЭСМ-6. С ее помощью построено значительное количество моделей ТЭЦ, паротурбинных, парогазовых и других установок.

В тот же период для математического моделирования и исследования тепломеханической части паротурбинных энергоблоков АЭС в СЭИ была разработана оригинальная система [161]. В основу этой системы положен метод синтеза технологической схемы энергоустановки на базе анализа значений некоторых «определяющих» параметров. В качестве таких параметров выступают давление острого пара, давление пара промежуточного перегрева и давления в отборах пара на регенеративные подогреватели, а также температура питательной воды, увеличение температуры воды в одной ступени регенеративного подогрева и др.

Следует отметить, что при рассматриваемом подходе даже вследствие малого изменении значения «определяющих» параметров может «скачкообразно» измениться технологическая схема. Например, при малом изменении температуры питательной воды может измениться число ступеней регенеративного подогрева, а при малом изменении давления острого пара – число ступеней промежуточного перегрева.

Система включает расчетные модули отдельных элементов и управляющую программу, которая, анализируя значения «определяющих» параметров, синтезирует технологическую схему установки и осуществляет обмен информацией между вычислительными модулями.

Хотя максимально сложная схема в этом подходе явным образом не задается, все возможные схемные решения предусматриваются заранее, поэтому реализующая метод «определяющих» параметров вычислительная система занимает промежуточное положение между универсальными программами и системами модульного программирования.

С использованием данного подхода в СЭИ были выполнены многочисленные исследования энергоблоков АЭС [161–163].

Следует отметить, что с установкой в начале 70-х годов XX в. в СЭИ высокопроизводительных электронных вычислительных машин БЭСМ-6 появилась возможность при решении некоторых (не самых сложных) задач оптимизации параметров энергетических объектов использовать математически обоснованные, т.е. имеющие доказательство сходимости, методы нелинейного математического программирования.

Первая такая работа посвящена оптимизации распределения тепловых и электрических нагрузок между агрегатами ТЭЦ [164]. Она основана на использовании метода последовательной безусловной минимизации с логарифмической функцией штрафа [165].

Поскольку модели тепловых электростанций и теплоэнергетических установок весьма сложны, то при оптимизации требуется значительное машинное время, которое в основном уходит на расчет целевой функции и ограничений, а также их производных конечно-разностным методом, поэтому основной способ уменьшения машинного вре-

мени – сокращение числа шагов оптимизационного процесса. Для такого сокращения целесообразно идти на решение весьма сложных вспомогательных задач поиска направления улучшения функции, обеспечивающего быстрейшее достижение оптимума, если они не требуют дополнительных расчетов технологических схем.

В работе [164] на каждом шаге процесса оптимизации производится линеаризация целевой функции и ограничений-неравенств и решается вспомогательная задача безусловной минимизации логарифмической функции штрафа с линеаризованными ограничениями-неравенствами и целевой функцией. Ее решение используется для определения направления улучшения исходной штрафной функции. Число необходимых для решения задачи расчетов технологической схемы при этом значительно меньше, чем у считающегося одним из наиболее эффективных методов первого порядка – метода сопряженных градиентов.

Поскольку для решения задачи нелинейного математического программирования используется математически обоснованный метод, то в оптимальной точке могут быть определены двойственные переменные (множители Лагранжа). Они имеют смысл коэффициентов чувствительности, показывающих, как влияет единичное изменение предельных значений ограничений-неравенств на оптимальное значение целевой функции. Знание значений двойственных переменных позволяет оценивать отклонение найденного решения от оптимального, проводить анализ окрестностей этого решения, а также используется для оптимизации дискретных параметров и декомпозиции задач.

Следует отметить, что, несмотря на сокращение числа обращений к расчетам технологической схемы ТЭЦ, при решении реальных задач этим методом оно остается достаточно велико. Это позволяет решать только весьма простые задачи, в которых описание турбин ТЭЦ проводится на основе аппроксимации их диаграмм режимов полиномами, а не на основе расчетов проточной части и системы регенерации.

Оптимизация схем и параметров ТЭУ, как правило, проводится в условиях существенной неопределенности части исходной информации. Это относится к экономической (цена топлива, стоимость различных элементов оборудования, величина эксплуатационных издержек и др.), системной (режимы использования установки в энергосистеме), климатической (температуры наружного воздуха) и технической (прочностные свойства перспективных материалов, перспективные коэффициенты полезного действия отдельных процессов и др.) информации. Поэтому возникает необходимость в разработке специальных методов оптимизации в условиях неопределенности исходной информации.

В СЭИ применительно к оптимизации различных энергетических систем был разработан оригинальный подход, основанный на использовании платежной матрицы [166, 167]. Суть его в том, что назначается несколько наборов (сочетаний) неопределенной информации. Для каждого сочетания в результате детерминированной оптимизации находится оптимальное решение по принятому критерию эффективности. Для каждого такого решения рассчитываются значения критерия эффективности при всех остальных сочетаниях исходной информации.

По результатам этих расчетов строится платежная матрица. Каждому ее столбцу соответствует одно сочетание исходной информации, а каждой строке – одно решение (применительно к ТЭУ – структура технологической схемы, значения дискретных и непрерывных оптимизируемых параметров). На пересечении *i*-й строки и *j*-го столбца находится элемент платежной матрицы $З_{ij}$, равный значению критерия эффективности *i*-го решения при реализации *j*-го сочетания исходной информации. Кроме основных решений выделяются также подстроечные мероприятия, которые проводятся после выяснения, какое возможное сочетание исходной информации в действительности реализуется. На основе анализа платежной матрицы для каждого решения определяются кри-

терии Лапласа (равен среднему или средневзвешенному значению критерия эффективности, если для сочетаний исходной информации даны оценки вероятности их реализации), Ваальда (равен худшему среди всех сочетаний исходных данных значению критерия эффективности) и Сэвиджа (равен максимальному среди всех сочетаний исходной информации отклонению значения критерия эффективности данного решения от значения критерия эффективности оптимального решения).

Сопоставление указанных критериев для рассматриваемых технических решений позволяет выбрать оптимальное решение в условиях неопределенности исходной информации.

В работах [168–170] этот общий подход был конкретизирован применительно к задачам оптимизации ТЭУ и ТЭС. Отмечено, что для них затруднительно проводить подстроечные мероприятия после реализации конкретного сочетания исходных данных, поэтому подходы, основанные на двухэтапном решении, когда на первом этапе оптимизируются основные параметры, а на втором – подстроечные, в данном случае не применимы. Для ТЭУ наиболее подходящими критериями эффективности в условиях неопределенности исходной информации являются критерии Лапласа и Сэвиджа. Сформулировано понятие экономической устойчивости оптимальных решений. Оно означает, что если рассмотреть два решения, оптимальные при двух различных сочетаниях исходной информации, то разность их критериев экономической эффективности, определенных при одинаковом сочетании исходной информации, будет весьма малой в довольно широкой области изменения исходной информации. На основе этого можно сделать вывод, что достаточно искать оптимальные решения не для всех сочетаний исходной информации, а лишь для их части, например, крайних и средних значений.

С использованием данного подхода были выполнены исследования энергоблоков на органическом и ядерном топливе, а также теплоэлектроцентралей.

Теплоэнергетические установки состоят из значительного числа элементов, выход которых из строя может привести к полному (с аварийным отключением) или частичному (с уменьшением максимальной мощности или снижением энергетической эффективности) отказам установки.

Повышения надежности установки можно достичь за счет резервирования агрегатов и подсистем, повышения запасов прочности и производительности элементов, увеличения числа и объема плановых ремонтов. Все эти мероприятия весьма затратные, поэтому возникает задача обеспечения оптимальной надежности теплоэнергетической установки. На решение этих задач в СЭИ были направлены достаточно большие усилия [171–173].

Выделены задачи оптимизации технологической схемы установки с определением числа резервных элементов, графика ремонтов, прочностных характеристик крупных единичных элементов установки (ротор части высокого давления турбины) и массовых деталей (рабочих лопаток турбин).

Применяемый подход состоял в нахождении показателей надежности различных вариантов с использованием расчетной схемы установки по надежности и определении на основе этой схемы и характеристик надежности отдельных элементов среднего времени пребывания установки в различных состояниях – нормальной работы, полного отказа, отказа с частичной потерей мощности или снижением энергетической эффективности. Это позволяет определить для каждого варианта требуемую мощность резервных энергоустановок и величину выработки ими электроэнергии при условии приведения всех вариантов к одинаковой надежности. В качестве критерия эффективности при сопоставлении различных вариантов обеспечения надежности использовались суммарные приведенные расчетные затраты по исследуемой энергоустановке и резерв-

ным энергоустановкам, необходимым для приведения данного варианта к заданному уровню надежности.

Развиваемый подход предполагал комплексное рассмотрение и оптимизацию всех способов обеспечения надежности, выбор конструктивных характеристик элементов, выбор разных видов резервирования, выбор периодичности и объема ремонтов.

К сожалению, в полной мере комплексный подход к оптимизации надежности ТЭУ так и не был реализован. Следует отметить, что существенным его недостатком, даже в случае полной реализации, являлось разделение задач выбора оптимальных схемно-параметрических решений по установке (без учета надежности) и выбора способов обеспечения надежности (при заранее заданных схеме и параметрах). При этом не учитывается весьма сильное влияние параметров и схемы установки на ее надежность.

Третий этап. *У сложных теплоэнергетических установок необходимо оптимизировать несколько десятков непрерывных параметров, что с учетом громоздкости их математических моделей требовало неприемлемо больших затрат машинного времени ЭВМ типа БЭСМ-6.* Поэтому возникла идея декомпозиции этой задачи на задачи двух уровней: оптимизации параметров связей между элементами технологической схемы и оптимизации внутренних параметров отдельных элементов [174]. При этом на первом уровне рассматривается модель установки в целом, в каждой задаче второго уровня – один (оптимизируемый) элемент, и упрощенно представлена остальная часть схемы установки. Это осуществляется через линеаризованные зависимости целевой функции и ограничений-неравенств задачи первого уровня от внутренних оптимизируемых параметров элемента. Причем для оценки влияния изменений ограничений-неравенств задачи первого уровня, вызванных изменениями внутренних оптимизируемых параметров элемента, на оптимальное значение ее целевой функции используются двойственные переменные, полученные в точке решения этой задачи.

Такой подход оказался достаточно эффективным за счет сведения сложной задачи, которая не могла быть решена с помощью имеющейся вычислительной техники, к нескольким более простым. Он позволил провести оптимизацию параметров ряда весьма сложных ПГУ. Вместе с тем с учетом последующего бурного роста возможностей вычислительной техники проблема декомпозиции оптимизационных задач существенно утратила свою актуальность. Теперь многие такие задачи можно решить в один этап.

Центральной задачей оптимизации теплоэнергетических установок является задача оптимизации непрерывных параметров. В случае вышеописанной декомпозиции задача верхнего уровня (оптимизация параметров технологических связей между элементами схемы), а при одноэтапной оптимизации – задача оптимизации всех непрерывных параметров установки: как параметров связей, так и внутренних параметров отдельных элементов.

В исходном виде эта задача, назовем ее задачей I, формулируется как задача нелинейного математического программирования с ограничениями в виде равенств и неравенств:

$$\min F(x,y) \tag{2.35}$$

при условиях:

$$h(x,y)=0\,, \tag{2.36}$$

$$\psi(x,y)\geq 0\,, \tag{2.37}$$

$$\underline{x}\leq x\leq \overline{x}\,, \tag{2.38}$$

где F – нелинейная целевая функция; x – n-мерный вектор независимых оптимизируемых параметров; y – s-мерный вектор зависимых оптимизируемых параметров; h – s-мерная нелинейная векторная функция ограничений-равенств (уравнения материаль-

ных, энергетических и гидравлических балансов, уравнения технологических процессов расширения и сжатия рабочих тел, уравнение теплопередачи, уравнения физических свойств рабочих тел и др.); ψ – M-мерная векторная функция ограничений-неравенств (предельные ограничения на параметры технологических процессов, ограничения на физическую реализуемость процессов и др.); $\underline{x}$, $\overline{x}$ – векторы, задающие нижнюю и верхнюю границы компоненты вектора x.

Для ТЭУ, как правило, существует неявная векторная функция вида

$$y = Y(x). \tag{2.39}$$

Определение y при заданном x сводится к решению системы нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений (2.36) каким-либо итерационным методом.

С учетом (2.39) выражения (2.35) и (2.37) можно представить в виде

$$F(x, y) = F(x, Y(x)) = f(x), \tag{2.40}$$

$$\psi(x, y) = \psi(x, Y(x)) = G(x), \tag{2.41}$$

и заменить задачу I на эквивалентную задачу II нелинейного математического программирования с ограничениями-неравенствами

$$\min f(x) \tag{2.42}$$

при условиях

$$G(x) \geq 0, \tag{2.43}$$

$$\underline{x} \leq x \leq \overline{x}. \tag{2.44}$$

Из опыта оптимизации параметров ТЭУ есть основания полагать, что задача II, как правило, относится к выпуклым задачам нелинейного математического программирования. Косвенным подтверждением этого является сходимость процесса оптимизации из различных начальных точек к одному оптимальному решению.

Для решения задачи II в СЭИ был разработан метод [174], учитывающий особенности задач оптимизации непрерывных параметров ТЭУ. Они состоят, с одной стороны, в относительно небольшом числе оптимизируемых параметров (несколько десятков) и, с другой – в сложной системе нелинейных уравнений (2.36), на многократное решение которой в ходе итерационного процесса оптимизации тратится почти все машинное время.

Основная идея метода заключается в том, что существенного ускорения процесса оптимизации можно добиться, как уже отмечалось, лишь сокращением числа обращений к расчету технологической схемы, т.е. числа решений системы (2.36). Для этого следует «по максимуму» использовать всю информацию о значениях целевой функции и ограничений-неравенств и их градиентов, полученную как на текущем шаге оптимизационного процесса, так и на предыдущих шагах. Это обеспечивается за счет выбора направления улучшения целевой функции в результате решения вспомогательных задач линейного программирования, в которых учитываются линеаризации целевой функции и функций-ограничений, полученные на нескольких предыдущих шагах. При этом дополнительные затраты времени на решение этих вспомогательных задач значительно меньше, чем сокращение времени при уменьшении числа шагов оптимизации за счет выбора более эффективного направления улучшения целевой функции.

Метод основан на замене каждого (m-го) нелинейного ограничения задачи II $g(x)_m \geq 0$ на k+1 линейное ограничение

$$g(x^i)_m + \nabla g(x^i)_m (x - x^i) \geq 0, \; i = 0, 1, \ldots, k, \; m = 1, 2, \ldots M, \tag{2.45}$$

полученные в результате линеаризации $g(x)$ в точках x^1, ..., x^k. Минимизация нелинейной функции $f(x)$ заменяется на минимизацию вспомогательного оптимизируемого параметра x_{n+1} при $k+1$ дополнительном ограничении

$$x_{n+1} \geq f(x^i) + \nabla f(x^i)(x - x^i)$$

или

$$x_{n+1} - f(x^i) - \nabla f(x^i) \cdot (x - x^i) \geq 0,\ i = 0, 1,\ ...,\ k\ . \qquad (2.46)$$

Эти ограничения также получаются при линеаризации функции $f(x)$ в точках x^0, x^1, ..., x^k.

Очевидно, что в оптимальной точке задачи минимизации x_{n+1} этот параметр «сядет» на границу, задаваемую условиями (2.46), и часть ограничений (2.46) станет строгими равенствами.

Для выбора направления улучшения целевой функции решаются две вспомогательные задачи линейного программирования.

Первая задача позволяет определить оценку снизу оптимального значения целевой функции. Если эта оценка близка к уже достигнутому значению, то процесс оптимизации прекращается. В противном случае решается вторая задача, определяющая направление улучшения целевой функции. Идея поиска этого направления состоит в том, что некоторая доля максимально возможного улучшения целевой функции, найденного при решении первой задачи, «жертвуется» ради «поворота» направления улучшения целевой функции внутрь допустимой области, причем коэффициент, определяющий эту долю, может корректироваться в ходе оптимизационного процесса.

Если исходная точка x^0 недопустимая, то решается задача нелинейного программирования по вводу в допустимую область с использованием разработанного метода. Причем эта задача такова, что ее начальная допустимая точка известна, а оптимальная точка является допустимой для исходной нелинейной задачи.

Основное содержание метода состоит в следующем [174].

Пусть известна точка $x^k \in R$, где R – множество n-мерных векторов, отвечающих условиям (2.43) и (2.44), причем все неравенства выполняются строго.

Выбор точки x^{k+1} определяется рекуррентным соотношением вида

$$x^{k+1} = x^k + \lambda^k d^k\ , \qquad (2.47)$$

где k – номер итерации; x^k – текущее значение вектора оптимизируемых переменных; d^k – вектор, определяющий направление поиска; λ^k – длина шага.

Параметр λ^k является решением задачи одномерной минимизации следующего вида: найти λ^k, удовлетворяющее условиям

$$\min_{0<\lambda<\infty} f(x^k + \lambda d^k) = f(x^k + \lambda^k d^k)\ , \qquad (2.48)$$

$$(x^k + \lambda^k \cdot d^k) \in R\ . \qquad (2.49)$$

Направление d^k задается выражением

$$d^k = \left(\hat{x}^k - x^k\right) \Big/ \left\|\hat{x}^k - x^k\right\|\ , \qquad (2.50)$$

где $\hat{x}^k$ – решение вспомогательной задачи линейного программирования.

Если на текущей итерации вектор x^k принадлежит допустимому множеству R, то первоначально формируется задача линейного программирования, в которой требуется найти

$$\min x_{n+1}, \tag{2.51}$$

при условии $(x, x_{n+1}) \in R^k$, где

$$R^k = X^k \cap F^k \cap G^k, \tag{2.52}$$

$$X^k = \left\{ x, x_{n+1} \middle| \underline{x} \le x \le \bar{x}, x_{n+1} \in (-\infty, \infty) \right\}, \tag{2.53}$$

$$F^k = \left\{ x, x_{n+1} \middle| -\tilde{f}^l(x) + x_{n+1} \ge 0, \;\; l = 0, 1, ..., k \right\}, \tag{2.54}$$

$$G^k = \left\{ x, x_{n+1} \middle| \tilde{g}_m^l(x) \ge 0, m = 1, 2, ..., M, \;\; l = 0, 1, ..., k \right\}. \tag{2.55}$$

Здесь $\tilde{f}(x^l)$ и $\tilde{g}_m^l(x)$ – линейные аппроксимации функций $f(x)$ и $g_m(x)$ в точке x^l. Постановка задачи (2.51)–(2.55) основана на идее метода погружения [204]. Решением задачи является точка $(\hat{x}^k, \hat{x}_{n+1}^k)$. Значения $f(\hat{x}^k)$ и $f^k = \hat{x}_{n+1}^k$ представляют собой верхнюю и нижнюю оценки оптимального значения функции цели. Соотношение

$$f(\hat{x}^k) - f^k \le \varepsilon, \tag{2.56}$$

где $\varepsilon > 0$ – заданная величина, которая служит условием окончания процесса решения задачи (2.42)–(2.44). В точке $\hat{x}^k$, удовлетворяющей этому неравенству, могут быть получены оценки множителей Лагранжа (двойственных переменных)

$$U_m = \sum_{l=0}^{k} u_{lm}, \;\; m = 1, 2, ..., M, \tag{2.57}$$

где u_{lm} – множитель Лагранжа, полученный при решении задачи (2.51)–(2.55). Он соответствует линейной аппроксимации m-го нелинейного ограничения в точке x^l.

Если условие (2.56) не выполняется, то для получения вектора $\hat{x}^k$, определяющего направление поиска d^k, используется решение следующей задачи линейного программирования.

Найти:

$$\max x_{n+1}, \tag{2.58}$$

при условии: $(x, x_{n+1}) \in R^k$, где

$$\bar{R}^k = \bar{X}^k \cap \bar{F}^k \cap \bar{G}^k, \tag{2.59}$$

$$\bar{X}^k = \left\{ x, x_{n+1} \middle| x \in X, x_{n+1} \ge 0 \right\}, \tag{2.60}$$

$$\bar{F}^k = \left\{ x, x_{n+1} \middle| -\tilde{f}^l(x) + f^k + \delta^k \ge 0, \;\; l = 0, 1, ..., k \right\}, \tag{2.61}$$

$$\bar{G}^k = \left\{ x, x_{n+1} \middle| \tilde{g}_m^l(x) - x_{n+1} \ge 0, m = 1, 2, ..., M, \;\; l = 0, 1, ..., k \right\}. \tag{2.62}$$

Здесь

$$\delta^k = \left[f(x^k) - f^k \right] \eta, \tag{2.63}$$

где $0 < \eta < 1$ – некоторая постоянная.

Постановка задачи (2.58)–(2.62) основана на идее метода допустимых направлений.

Чем меньше η, тем «ближе» d^k будет к направлению, ведущему в точку $\hat{x}^k$. Чем больше η, тем в большей мере направление d^k будет «повернуто» внутрь допустимой области. Если при одномерной минимизации вдоль выбранного направления d^k не удалось найти допустимую точку, что может быть обусловлено погрешностью при вычислениях ограничений-неравенств и их производных, то вспомогательная задача (2.58)–(2.62) решается заново с большим значением η, заново определяется d^k и проводится одномерная минимизация *f*. Если при одномерной минимизации допустимые точки найдены, но не удалось улучшить значение целевой функции, что может быть связано с погрешностью при ее вычислении и вычислении ее производных, то заново решается задача (2.58)–(2.62) с меньшим значением η и повторяется одномерная минимизация *f*.

В случае, если исходная точка x^0 не принадлежит множеству, определяемому условием (2.43), решается нелинейная задача поиска допустимой точки

$$\min\ x_{n+1} \tag{2.64}$$

при условиях:

$$G(x) + x_{n+1} \cdot I \geq 0\,, \tag{2.65}$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x}\,, \tag{2.66}$$

$$x_{n+1} \in (-\infty, \infty)\,, \tag{2.67}$$

где *I* – *M*-мерный вектор, все компоненты которого равны 1.

Очевидно, что для любого начального значения x^0 можно подобрать такое x^0_{n+1}, что условие (2.65) будет выполняться как строгое неравенство. Если решение этой задачи (x^*, x^*_{n+1}) таково, что $x^*_{n+1} < 0$, то задача II имеет допустимое решение x^*. В противном случае допустимого решения у задачи II нет.

В [174] рассмотрен другой способ поиска начальной допустимой точки, основанной на модифицированном методе центров. Однако опыт решения оптимизационных задач показал его недостаточную эффективность. Часто не удавалось найти допустимую точку. Сходимость метода, основанного на решении задачи (2.64)–(2.67), гораздо выше.

Следует отметить, что решение системы алгебраических и трансцендентных уравнений, описывающих технологическую схему ТЭУ, может быть найдено лишь приближенно. Некоторые сложные элементы технологической схемы (теплообменные аппараты, отсеки турбомашин и др.) также описываются нелинейными уравнениями, решаемыми с погрешностью. Все это создает «шум» при определении целевой функции и ограничений-неравенств задачи II, а еще в большей мере их производных, вычисляемых конечно-разностным способом.

Для снижения этого «шума» в ИСЭМ был разработан метод вычисления производных, состоящий из следующих этапов.

1. Находится приближенное решение системы уравнений (2.36) при $x = x^0$ и начальном приближении вектора $y = y^0$. Решение ищется каким-либо итерационным методом, причем условие окончания итерационного процесса имеет вид

$$\left| y_j^i - y_j^{i+1} \right| \leq \varepsilon_j\,, \quad j = 1, 2, ..., s. \tag{2.68}$$

где *i* – номер итерации; *j* – номер компоненты вектора *y*; ε_j – требуемая точность определения *j*-й компоненты.

Обозначим через y' решение системы (2.36), отвечающее условию (2.68)

2. «Повторно» решим систему (2.36) тем же итерационным методом при *x*, равном x^0, и начальном приближении вектора *y*, равном y'. В качестве условия окончания итерационного процесса примем равенство

$$i = i_z, \tag{2.69}$$

где i_z – заданное число итераций. Обозначим решение этой задачи через y'', а через f^0 и G^0 – значения целевой функции и функции *G(x)* в «базовой» точке (x^0, y'').

3. Изменим x^0 на величину пробного шага Δx и получим вектор оптимизируемых параметров $\tilde{x} = x^0 + \Delta x$. Решим систему (2.36) при *x*, равном $\tilde{x}$, начальном приближении вектора *y*, равном y', используя в качестве условия окончания итерационного процесса равенство (2.69). Обозначим вектор *y* в точке решения этой задачи через $\tilde{y}$, а через $\tilde{f}$ и $\tilde{G}$ – значение функций *f* и *G* в точке ($\tilde{x}$, $\tilde{y}$).

4. Производные функций *f* и *G* (частные или вдоль направления) определяются из выражений вида

$$\frac{\tilde{f} - f^0}{\|\Delta x\|} \text{ и } \frac{\tilde{G}_j - G_j^0}{\|\Delta x\|}, \quad j = 1, 2, ..., M. \tag{2.70}$$

Легко показать, что если бы система (2.36) была линейной, то при описанном выше способе определения производных их значения не зависели бы от начального приближения вектора y^0, а погрешность определения производных зависела бы лишь от числа итераций i_z.

Следует отметить, что по указанному принципу должно организовываться как решение системы уравнений, описывающих технологическую схему ТЭУ в целом, так и подсистем уравнений отдельных элементов. При выполнении расчетов в п. 1 в качестве признака окончания итерационного процесса в моделях отдельных элементов должно использоваться условие вида (2.68), а при выполнении расчетов в п. 2 и п. 3 – условие равенства числа итераций заданной величине. При этом расчеты в п. 2 и п. 3 подсистемы уравнений некоторого элемента должны начинаться из одинакового начального приближения, полученного при расчете соответствующей подсистемы в п. 1.

Описанный выше метод оптимизации параметров ТЭУ создан с учетом особенностей исследуемых объектов, показал свою эффективность при решении значительного числа задач оптимизации и успешно используется (с небольшими модификациями) до настоящего времени.

Возможность решения достаточно сложных задач оптимизации позволила разработать подход к оптимизации ТЭУ в условиях неопределенности экономической информации, не требующей формирования платежной матрицы [174]. При этом в качестве целевой функции могут использоваться критерии Лапласа и Сэвиджа. Отпадает необходимость в назначении вариантов технических решений, среди которых выбирается оптимальный вариант. Оптимальные решения ищутся на всем множестве допустимых технических решений.

Используемая при технико-экономических исследованиях ТЭУ экономическая информация обладает весьма существенной неопределенностью, которая, как правило, превышает неопределенность других видов информации. Следует отметить, что изменение экономических показателей при заданных технических решениях не меняет расхода топлива установкой, ее КПД и конструктивных характеристик оборудования. Для

определения критерия Лапласа (при заданном векторе оптимизируемых параметров) не требуется проведение дополнительных сложных расчетов (в первую очередь дополнительного решения системы нелинейных уравнений). Этот критерий может легко рассчитываться на математической модели установки и использоваться в качестве целевой функции при оптимизации.

При оптимизации по критерию Сэвиджа для каждого технического решения должен быть найден такой набор неопределенной экономической информации, при котором разность между значениями критерия экономической эффективности данного решения и решения оптимального при этом наборе экономической информации, была бы максимальной. Решения сопоставляются по указанной разности и выбирается то, для которого эта разность минимальна. Здесь основная трудность состоит в поиске данных разностей на всем множестве неопределенности экономической информации. Это связано с нахождением в каждой точке непрерывного множества оптимального решения, что невозможно. Однако было замечено, что максимальные разности критериев экономической эффективности достигаются в угловых точках множества неопределенности экономической информации, поэтому при поиске критерия Сэвиджа можно рассматривать лишь указанные точки. Формируются четыре характерных точки с предельными значениями экономической информации:

1) цены на топливо и цены на оборудование принимаются максимальными;
2) цены на топливо и цены на оборудование принимаются минимальными;
3) цены на топливо принимаются максимальными, а на оборудование минимальными;
4) цены на топливо принимаются минимальными, а на оборудование максимальными.

Суть предлагаемого метода оптимизации ТЭУ по критерию Сэвиджа состоит в следующем.

Для указанных выше четырех характерных точек (наборов) экономической информации, обозначаемых $c^1, ..., c^4$, решаются задачи детерминированной оптимизации. Значение целевой функции в оптимальных точках обозначаются через $f^1, ..., f^4$. Затем решается задача нелинейного математического программирования вида

$$\min\ x_{n+1} \tag{2.71}$$

при условиях:

$$G(x) \geq 0, \tag{2.72}$$

$$\underline{x} \leq x \leq \overline{x}, \tag{2.73}$$

$$x_{n+1} \geq f\left(x, c^1\right) - f^1, \tag{2.74}$$

$$x_{n+1} \geq f\left(x, c^2\right) - f^2, \tag{2.75}$$

$$x_{n+1} \geq f\left(x, c^3\right) - f^3, \tag{2.76}$$

$$x_{n+1} \geq f\left(x, c^4\right) - f^4. \tag{2.77}$$

В результате решения этой задачи на всем множестве возможных технических решений найдется решение, которое обеспечит минимум критерия Сэвиджа, определенного при характерных наборах исходной экономической информации.

Наряду с задачей оптимизации непрерывных параметров сложных ТЭУ одной из важнейших является задача оптимизации их технологических схем. Фактически задачи данного типа первичны по отношению к задачам оптимизации параметров, т.е. первона-

чально определяется схема, а лишь затем может быть сформулирована задача оптимизации параметров, причем задачи оптимизации схем гораздо труднее поддаются формализации.

Здесь возможны несколько подходов.

А. *Методы прямого решения задач синтеза оптимальной схемы.* Для сложных энергетических объектов и систем такие методы, как правило, использоваться не могут, поскольку соответствующие задачи оптимизации не попадают в какой-либо класс математических задач с эффективными методами решения. Подобный подход возможен только для отдельных подсистем энергетических объектов. Для ТЭУ, в первую очередь, это относится к системам теплообменных аппаратов. Например, в [150] рассмотрена оптимизация последовательности расположения поверхностей нагрева в конвективной шахте котла методом динамического программирования. Несколько методов оптимизации схем теплообменников (применительно к химико-технологическим системам) представлено в [175–179]. Метод оптимизации подсистемы конвективных теплообменников ТЭУ, базирующийся на решении транспортной задачи линейного программирования, дан в [174].

Б. *Методы оптимизации максимально сложной схемы* (согласно принятой в [179] терминологии они называются интегрально-гипотетическими). Суть их состоит в том, что на основе анализа возможных схемных решений формируется максимально сложная схема, на которой отключением ряда элементов может быть получена любая «подозрительная на оптимальность» схема. В данной постановке поиск оптимальной схемы сводится к решению некоторой задачи нелинейного дискретного программирования. В качестве оптимизируемых выступают переменные, являющиеся признаками включения различных элементов в схему. К рассматриваемой группе относится и метод «определяющих» параметров [161, 180], основанный на связи некоторых характерных параметров термодинамического цикла теплоэнергетической установки с ее технологической схемой. Согласно этому методу, оптимальная схема получается в процессе оптимизации непрерывных параметров цикла.

Ограниченность данной группы методов состоит в том, что выбор идет лишь среди заранее заданных схемных решений.

Два указанных подхода основываются главным образом на формальных методах оптимизации. Они обеспечивают получение оптимальных решений лишь для достаточно узких классов задач. Далее приведены методы, существенно опирающиеся на интуицию специалистов, принимающих решения.

В. *Назначение ограниченного числа вариантов схем, выделенных на основе неформального анализа.* Для каждого варианта определяются технико-экономические показатели и критерии эффективности (при необходимости оптимизируются параметры каждой схемы). Этот подход весьма универсален, однако эффективность его невысока, поскольку варианты назначаются без анализа результатов расчета схем.

Г. *Методы последовательного улучшения схемы* (согласно терминологии [179] – эволюционные методы). Эта группа методов значительно эффективнее предыдущей. Они представляют собой итеративный процесс, на каждом шаге которого производится анализ очередной схемы (по результатам расчета) и выбираются ее изменения, которые по некоторым оценкам позволяют поднять эффективность. Для достаточно сложных объектов провести анализ и назначить рациональные изменения схемы формальными методами практически невозможно. Тут не обойтись без интуиции специалиста, однако эффективность его анализа схемных решений очень сильно будет зависеть от располагаемой информации. Например, результаты расчета очередной схемы ТЭУ не являются достаточными для оценки эффективности возможных изменений данной схемы. Гораздо полезнее для содержательного анализа информация об эффективности подвода (или

отвода) малых тепловых или материальных потоков извне к различным точкам технологической схемы ТЭУ. Она позволяет оценить возможный эффект от передачи теплового или материального потока от одной точки схемы к другой (рассматриваются лишь допустимые потоки, не нарушающие технических и физических ограничений).

Эффект (удельный) от организации малого единичного потока между *i*-й и *j*-й точками схемы равен

$$З_{ij}=З_j^{\text{подв}}+З_i^{\text{отв}}-З_{ij}^{\text{тр}}, \tag{2.78}$$

где $З_j^{\text{подв}}$ – эффект от подвода единичного потока в точку *j* извне; $З_i^{\text{отв}}$ – эффект от отвода единичного потока из точки *i* вовне; $З_{ij}^{\text{тр}}$ – транспортные затраты на организацию единичного потока между точками *i* и *j*.

Эффект от подвода единичного потока извне в точку определяется как разность критерия эффективности для схемы без этого потока и схемы с этим потоком, причем критерий должен быть определен при оптимальных для каждой схемы значениях параметров. Эффект от отвода малого потока из точки равен по абсолютной величине эффекту от подвода такого же потока в точку, но имеет противоположный знак.

В случае теплового потока в $З_{ij}^{\text{тр}}$ учитываются капиталовложения в теплообменник и затраты на перекачку теплоносителей. Если существуют различные варианты конструкции теплообменника и его параметров, то $З_{ij}^{\text{тр}}$ должны соответствовать варианту, обеспечивающему минимум «транспортных» затрат на организацию единичного потока.

Для определения $З_j^{\text{подв}}$ и $З_i^{\text{отв}}$ целевая функция З и функции ограничений в виде неравенств g_l $(l=1, 2,..., M)$ задачи оптимизации непрерывных параметров схемы должны быть представлены как функции, зависящие не только от вектора непрерывных параметров *x*, но и от векторов *S*, *V*, *i*-е компоненты которых равны тепловому и материальному потокам, подводимым извне к *i*-й точке схемы.

Задача оптимизации непрерывных параметров схемы, решаемая соответственно при $S^0=0$ и $V^0=0$, имеет вид

$$\min З(x, S^0, V^0) \tag{2.79}$$

при условиях

$$\begin{gathered} g_1(x, S^0, V^0)\ge 0, \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ g_M(x, S^0, V^0)\ge 0. \end{gathered} \tag{2.80}$$

Обозначим решение этой задачи через x^0, а через $U^0\in E^M$ – вектор двойственных переменных, определенный в точке (x^0, S^0, V^0). Тогда, согласно теории двойственности в нелинейном программировании [181–183], эффект от подвода малого единичного потока в точку *j* будет равен

$$З_j^{\text{подв}}=\frac{\partial З(x^0, S^0, V^0)}{\partial S_j}-\sum_{l=1}^{M} U_l^0\,\frac{\partial g_l(x^0, S^0, V^0)}{\partial S_j}. \tag{2.81}$$

Эффективность такого подхода была продемонстрирована на задаче оптимизации технологической схемы энергоблока АЭС [174].

Одной из важнейших подсистем ТЭУ различных типов является подсистема конвективных теплообменников (ПКТ). Для оптимизации ПКТ энергетических и химико-

технологических систем предложен ряд методов. Они основаны на применении некоторых эвристических правил [184], решении задачи оптимизации ПКТ методом динамического программирования [150], сведении этой задачи к математической задаче о назначениях [178, 185]. Однако использование этих подходов к задаче оптимизации ПКТ таких сложных ТЭУ, как, например, ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (ВЦГУ), либо не гарантирует получения допустимого решения, достаточно близкого к оптимальному, либо требует чрезмерно большого объема вычислений.

В СЭИ для оптимизации ПКТ, расположенных вдоль трактов продуктов газификации и сгорания парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля, предложен подход, свободный от указанных недостатков. Он основан на сведении задачи оптимизации ПКТ к транспортной задаче линейного программирования, которая решается методом потенциалов. Этот подход может быть использован для оптимизации ПКТ других ТЭУ. Суть его состоит в следующем.

Предполагается, что заданы расходы, начальные и конечные температуры и давления греющих потоков продуктов сгорания и продуктов газификации. Известны расходы, начальные и конечные удельные энтальпии и давления нагреваемых потоков питательной воды, пароводяной смеси, острого пара и пара промежуточного перегрева. Причем суммарное количество тепла, отдаваемого греющими потоками, равно суммарному количеству тепла, которое получают нагреваемые потоки. Все параметры материальных потоков определяются из расчета некоторой начальной технологической схемы установки. При задании параметров потоков не учитывается их нагрев или охлаждение в радиационных теплообменниках. Полный интервал изменения температур каждого i-го греющего газового потока разбивается на S_i малых температурных интервалов.

Между каждым малым интервалом каждого греющего потока и каждым малым интервалом нагреваемого потока определяется возможность организации теплообмена и оцениваются затраты на организацию единичного теплового потока. Формулируется транспортная задача линейного программирования по минимизации суммарных затрат на передачу тепла. В качестве независимых оптимизируемых параметров выступают тепловые потоки между малыми температурными интервалами различных материальных потоков. Анализ оптимальных тепловых потоков позволяет построить оптимальную схему теплообмена между греющими и нагреваемыми материальными потоками.

С появлением в конце 80-х годов XX в. в СЭИ персональных компьютеров (ПК) возникла необходимость перевода на них процесса математического моделирования и оптимизации ТЭУ. В первую очередь это касалось системы машинного построения программ. С одной стороны, ПК предоставляли новые возможности в части графического изображения технологических схем, удобных форм подготовки и редактирования исходных данных и вывода результатов расчетов на графическое изображение технологической схемы. За счет больших ресурсов памяти появилась возможность объединения в одном вычислительном комплексе задач математического моделирования ТЭУ и задач оптимизации их параметров. С другой стороны, длительный опыт эксплуатации СМПП для ЭВМ БЭСМ-6 выявил некоторые недостатки в используемом алгоритме планирования вычислительного процесса, а также показал необходимость применения иерархических принципов организации математических моделей, когда некоторая, построенная СМПП, модель оформляется в виде модели типового элемента и используется при автоматическом построении модели объекта более высокого уровня. Например, модель паровой турбины может быть элементом модели тепловой электростанции.

Анализ положенных в основу СМПП принципов планирования вычислительного процесса показал, что они могут быть использованы для планирования расчетов не только статических, но и динамических процессов, описываемых системами алгебро-дифференциальных уравнений.

Исходя из сказанного, стала очевидной необходимость разработки новой версии СМПП для персональных компьютеров (СМПП-ПК), свободной от выявленных недостатков и обладающей новыми возможностями. Такая система была разработана в СЭИ в начале 90-х годов [174, 186].

Основными отличиями планировщика вычислительного процесса СМПП-ПК от планировщика предыдущей версии системы являются следующие.

1. Разработан новый эффективный алгоритм поиска черных вершин, удаление которых делает ориентированный бихроматический граф системы отношений бесконтурным. Он основан на формировании матрицы «контуры–черные вершины» и поиска минимального числа черных вершин, входящих во все контуры. Опыт показал, что определяемое этим алгоритмом число черных вершин, удаление которых разрывает все контуры графа, примерно на 30 % меньше числа, определяемого ранее используемым алгоритмом. Это соответственно уменьшает число итерационно вычисляемых переменных системы уравнений, значительно сокращает время счета и улучшает сходимость вычислительного процесса.

2. Разработан алгоритм анализа подсистем линейных балансовых уравнений (как правило, это уравнения материального баланса), позволяющий так подобрать состав исходных данных, входящих в эти подсистемы, чтобы избежать их вырожденности. Он основан на выявлении циклов в неориентированном бихроматическом графе этих подсистем и поиске минимального числа черных вершин, удаление которых из графа разрывает все его циклы. Переменные, соответствующие этим вершинам, должны приниматься в качестве исходных данных, что гарантирует невырожденность соответствующих подсистем. Отсутствие такого этапа в планировщике СМПП для ЭВМ БЭСМ-6 часто приводило к расходимости вычислительного процесса.

Структура СМПП-ПК (рис. 2.18.) выбрана таким образом, чтобы охватить автоматизацией все наиболее важные этапы процесса математического моделирования сложных технологических систем.

Графический редактор технологических схем позволяет строить схемы на экране, используя заранее созданные изображения (пиктограммы) отдельных технологических элементов.

Архив пиктограмм изображений элементов хранит графические изображения элементов, которые сгруппированы по предметным областям в несколько подразделов.

Архив математических моделей элементов – математические модели элементов технологических схем моделируемых систем, написанные на специальном языке, в значительной мере совпадающем с языком, применявшемся в СМПП для ЭВМ БЭСМ-6.

Архив описаний параметров математических моделей элементов включает словесное описание каждого параметра, входящего в модель соответствующего элемента, его размерность, минимальное, максимальное и несколько возможных базовых числовых значений.

Архив технологических схем объединяет схемы, которые могут использоваться как непосредственно для построения математических моделей соответствующих систем, так и для формирования изображений новых схем.

Планировщик вычислительного процесса на основе технологической схемы моделируемой системы и моделей отдельных элементов планирует вычислительный процесс, т.е. определяет состав вычисляемых переменных, в том числе итерационно вычисляемых, для которых требуется задать начальное приближение, порядок следования операторов в программе, операторы, устанавливающие начало и конец итерационного процесса.

Генератор программы на основе плана вычислительного процесса строит программу расчета моделируемой системы на языке FORTRAN. СМПП-ПК генерирует

программы расчета статических и динамических режимов, в которых используются итерационный метод Зейделя или модифицированный метод Ньютона для решения системы алгебраических и трансцендентных уравнений и метод Эйлера для интегрирования дифференциальных уравнений. При решении динамических задач система алгебраических и трансцендентных уравнений решается на каждом шаге по времени.

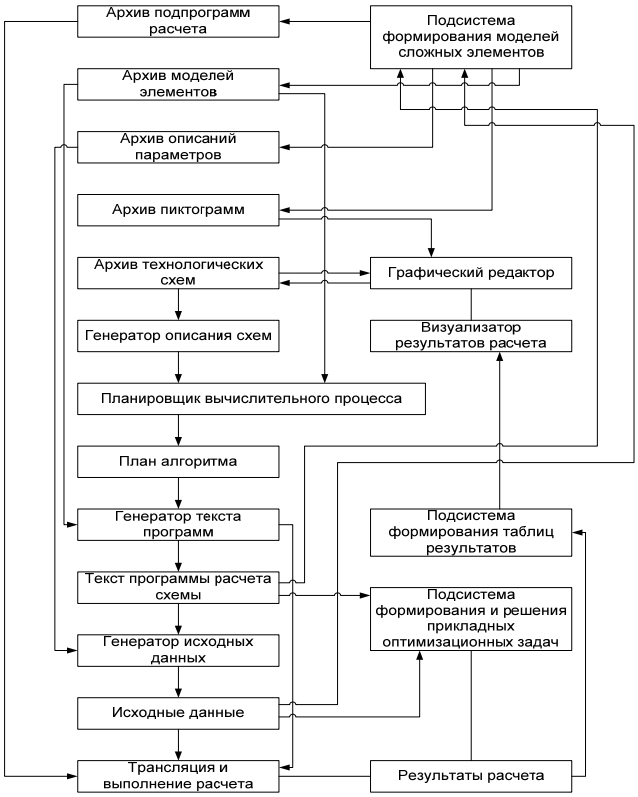


Рис. 2.18. Структурная схема СМПП-ПК.

Подсистема подготовки числовых исходных данных предусматривает различные варианты их подготовки (выборка из базы данных, из данных ранее сформированной программы расчета другой технологической схемы, по результатам конструкторского расчета схемы для ее поверочного расчета).

Подсистема формирования таблиц результатов расчета может формировать: а) таблицы массивов исходных данных и вычисляемых переменных; б) таблицы параметров всех элементов; в) таблицы, состав которых определяется пользователем.

Подсистема формирования математических моделей сложных элементов предназначена для оформления программы расчета некоторой технологической схемы в виде элемента на языке СМПП, что позволяет использовать ее как фрагмент в общей схеме. Для преобразования сложной модели в элемент необходимо: указать в спецификации материальные и энергетические потоки, связывающие создаваемый элемент с другими элементами схем, в которых он может применяться; установить наименования потоков (внешних технологических связей) и соответствие между потоками нового элемента и потоками элементов его технологической схемы; выделить состав параметров технологических связей каждого потока. Кроме того, нужно определить прочие параметры текущей модели (кроме параметров технологических связей), которые должны

войти в математическую модель элемента и быть доступными при расчете схем высокого уровня, назначить имена этих параметров в модели элемента, указать соответствие имен этих параметров в модели элемента и в программе расчета его технологической схемы. На основе указанной информации автоматически формируется подпрограмма расчета нового элемента. Для нового элемента автоматически создаются математическая модель, описание параметров математической модели и пиктограмма, которые заносятся в соответствующие архивы.

Визуализатор результатов расчета позволяет просматривать результаты расчета непосредственно на схеме установки. Для схем, включающих сложные элементы, возможно движение вверх и вниз по иерархии математических моделей с целью просмотра результатов расчета как на схеме системы в целом, так и на схемах сложных элементов, составляющих систему.

Подсистема выбора размерностей переменных дает возможность выбирать размерности, в которых будут представлены исходные данные и результаты расчетов.

Подсистема формирования и решения прикладных оптимизационных задач предназначена для решения задач оптимизации непрерывных параметров ТЭУ с помощью построенных СМПП-ПК моделей. Подсистема помогает пользователю сформировать задачу оптимизации – назначить состав оптимизируемых параметров и диапазон их определения, задать целевую функцию (критерий оптимальности), назначить системы ограничений-неравенств, указать требуемую точность решения задачи. Для решения задач нелинейного математического программирования в СМПП-ПК используется описанный выше метод [174].

Программно-вычислительный комплекс СМПП-ПК показал свою высокую эффективность при решении задач моделирования и оптимизации различных ТЭУ И ТЭС (паротурбинных и парогазовых установок, теплоэлектроцентрали и др.). Основной недостаток комплекса состоит в том, что его графический редактор и система организации архивов создавались для ранних моделей ПК и ориентированы на работу в операционной системе DOS, поэтому для них недоступны многие возможности, предоставляемые версиями операционной системы Windows.

Четвертый этап. *Как уже отмечалось, одним из основных факторов, определяющих оптимальные технические решения по ТЭУ, является соотношение между ценами на топливо и оборудование.* При низких ценах на топливо и высоких ценах на оборудование оптимальными будут решения, при которых обеспечиваются снижение удельных капиталовложений в оборудование за счет некоторого уменьшения энергетической эффективности (КПД нетто) установки. При высоких ценах на топливо и низких ценах на оборудование оптимальными будут технические решения, при которых обеспечивается повышение энергетической эффективности (КПД нетто) за счет некоторого увеличения удельных капиталовложений. Очевидно, что при различных соотношениях указанных цен оптимальными будут различные технические решения.

Несомненный интерес представляет нахождение всего множества оптимальных решений и в первую очередь граничных точек, т.е. решений, при которых достигаются максимальная энергетическая эффективность и минимальные удельные капиталовложения.

Для решения этой задачи в ИСЭМ был предложен методический подход, основанный на построении зависимости между КПД нетто установки и минимальными (при этом КПД) удельными капиталовложениями [187]. Этот подход включает следующие этапы.

1. Решается задача оптимизации параметров ТЭУ по критерию максимума КПД нетто с учетом физических и технических ограничений на параметры (в результате определяется предельно возможная энергетическая эффективность установки)

$$\max \eta\ (x, y) \tag{2.82}$$

при ограничениях

$$H\ (x, y) = 0, \tag{2.83}$$

$$G\ (x, y) \geq 0, \tag{2.84}$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max}, \tag{2.85}$$

где x – вектор независимых оптимизируемых параметров; y – вектор зависимых вычисляемых параметров; H – функция ограничений-равенств (уравнения материального, энергетического балансов, теплопередачи и др.); G – функция ограничений-неравенств; $x_{\min}$, $x_{\max}$ – векторы граничных значений оптимизируемых параметров. Максимальный КПД, получаемый при решении данной задачи, обозначим через $\eta_{\max}$.

2. Принимается диапазон изменения КПД нетто, в котором целесообразно проводить исследование экономической эффективности установки. Верхней границей этого диапазона будет предельный КПД $\eta_{\max}$, а нижней – экспертно принимаемое значение КПД $\eta_{\min}$, ниже которого проводить исследования заведомо нецелесообразно. В пределах принятого диапазона изменения КПД нетто назначается несколько равноудаленных друг от друга точек (значений КПД), причем $\eta_{\min}$ и $\eta_{\max}$ также входят в состав назначенного множества точек. Обозначим данное множество через Q.

3. Для каждого $\eta_i \in Q$ решается задача оптимизации параметров ТЭУ по критерию минимума удельных капиталовложений:

$$\min S\ (x, y), \tag{2.86}$$

где S – удельные капиталовложения в установку; x и y – векторы независимых оптимизируемых и зависимых вычисляемых параметров соответственно. Решение задачи (2.86) выполняется с учетом ограничений (2.83)–(2.85) и дополнительного ограничения вида

$$\eta_r\ (x, y) = \eta_i, \tag{2.87}$$

где η_r – фактический КПД нетто, определяемый в результате расчета ТЭУ. Решение указанной совокупности задач позволяет в диапазоне $[\eta_{\min}, \eta_{\max}]$ построить зависимость минимально возможных капиталовложений в установку от ее энергетический эффективности (КПД нетто) при детерминированных ценах на отдельные виды оборудования.

С использованием разработанного подхода в ИСЭМ были выполнены исследования нескольких ТЭУ большой мощности, сжигающих органическое топливо: ПГУ с высокотемпературной газификацией (ВТГ) угольной пыли в потоке; ПГУ с низкотемпературной газификацией угля (НТГ) в кипящем слое; ПТУ на суперкритических параметрах (СКП) пара с факельным сжиганием угольной пыли; ПГУ на природном газе с простым циклом газотурбинной установки; ПГУ на природном газе со сложным циклом газотурбинной установки (наличие промежуточной камеры сгорания и охлаждения воздуха между частями компрессора); ПГУ в комбинации с высокотемпературными топливными элементами (ВТЭ) на природном газе.

На рис. 2.19 представлены полученные в результате оптимизационных расчетов исследуемых ТЭУ на угле и природном газе зависимости минимальных удельных капиталовложений ($К_{уд}$) от КПД нетто.

Анализ полученных кривых показывает снижение удельных капиталовложений в их левой части при росте КПД, при дальнейшем росте КПД нетто наблюдается стабилизация удельных капиталовложений, а затем при последующем росте КПД – их увеличение. Причем по мере приближения КПД к максимальному значению угол подъема кривой, связывающей КПД нетто с минимальными удельными капиталовложениями, увеличивается. Резкий рост удельных капиталовложений в правой части кривой связан со снижением в первую очередь концевых температурных напоров теплообменников

при увеличении КПД и обусловленным этим увеличением площадей и стоимости их поверхностей. Снижение удельных капиталовложений с ростом КПД в левой части кривых связано со снижением в удельных капиталовложениях доли таких систем, стоимость которых зависит от расхода топлива и падает с ростом КПД при фиксированной полезной электрической мощности установки. Достаточно очевидно, что при принятых удельных капиталовложениях в элементы ТЭУ и любой стоимости топлива рациональные параметры парогазовых и паротурбинных установок должны быть подобраны так, чтобы соответствующая этим параметрам точка лежала на кривой (см. рис. 2.19) правее точки минимума капиталовложений. Это связано с тем, что любой точке кривой, лежащей левее точки минимума, соответствует точка в правой части кривой с такими же удельными капиталовложениями и более высоким КПД нетто, т.е. заведомо более высоким критерием экономической эффективности. Таким образом, рациональным диапазоном, в котором следует выбрать КПД нетто установки, является диапазон, ограниченный, с одной стороны, значением КПД, при котором достигаются минимальные удельные капиталовложениями, а с другой – максимальным КПД.

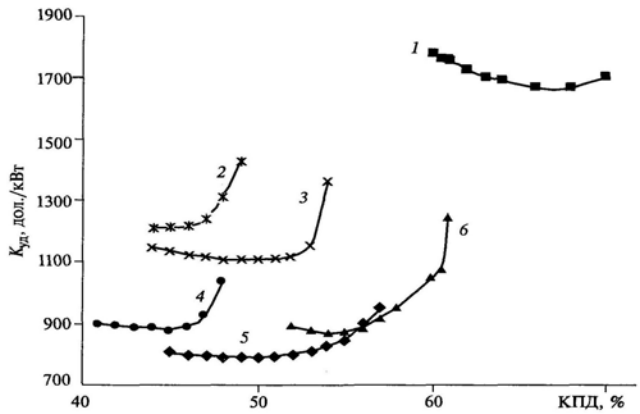


Рис. 2.19. График зависимости минимальных удельных капиталовложений ($К_{уд}$) от КПД нетто: *1* – ПГУ с ВТЭ; *2* – ПГУ с ВТГ; *3* – ПГУ с НТГ; *4* – ПТУ на СКП; *5* – ПГУ простого цикла; *6* – ПГУ сложного цикла.

Точки кривой, лежащие правее точки с минимальными удельными капиталовложениями, образуют Парето-оптимальное множество решений, такое, что для каждого оптимального решения из этого множества не существует другого решения, для которого КПД нетто был бы не ниже, а удельные капиталовложения не выше, причем хотя бы один из указанных критериев был бы лучше, чем у решения из Парето-оптимального множества.

Разработанный на предыдущем этапе исследований подход к синтезу оптимальных схем [174] основан на анализе эффекта (экономического или энергетического) от подвода или отвода малых тепловых или материальных потоков в различные точки исходной технологической схемы ТЭУ. Этот анализ делается при оптимальных значениях параметров схемы, причем предполагается, что подвод или отвод малых потоков не приведет к изменению состава активных ограничений исходной схемы.

В действительности эти потоки могут оказаться достаточно большими и существенно влиять на ограничения, что в значительной степени обесценивает результаты анализа.

Развитие данного методического подхода проводилось в направлении совместной оптимизации параметров исходной технологической схемы и дополнительных тепловых и материальных потоков между узлами этой схемы [188]. Для увязки новых мате-

риальных и тепловых потоков с «исходной» технологической схемой в ней предусматриваются специальные элементы – узлы подключения, которые вводятся вместо технологических связей между «старыми» элементами.

Для описания дополнительных элементов (теплообменников и др.) использовались упрощенные зависимости. Это позволяет задать весьма сложную «избыточную» схему дополнительных потоков, из которой в результате «зануления» части потоков выделяется оптимальная схема, для которой на следующем шаге оптимизации строится подробная модель расчета.

Результаты решения совместной задачи оптимизации «исходной» схемы и дополнительных материальных и тепловых потоков дают гораздо больше информации о целесообразном направлении изменения этой схемы, чем значение влияния дополнительных малых тепловых и материальных потоков на критерий эффективности, определяемое на основе теории двойственности в нелинейном математическом программировании.

Для многих ТЭУ характерным является функционирование при меняющихся условиях. Это в первую очередь относится к теплофикационным ТЭУ, тепловая и электрическая нагрузки которых в течение года изменяются с температурой наружного воздуха, к комбинированным теплопроизводящим установкам, включающим тепловой насос и пиковый источник тепла, нагрузка которых также меняется с изменением этой температуры, к ГТУ, КПД которых существенно зависит от температуры наружного воздуха, к электрогенерирующим установкам автономных ТЭЦ, электрическая нагрузка которых изменяется в течение суток с изменением нагрузки потребителей и др.

Для таких энергетических установок при определении технико-экономических показателей и оптимизации параметров требуется рассматривать несколько характерных режимов работы, каждый из которых имеет свою продолжительность. Причем в одном режиме, как правило, с максимальными нагрузками необходимо выполнить конструкторский расчет установки, ориентированный на определение конструктивных характеристик ее элементов – площадей теплообменных поверхностей, мощностей и геометрических размеров турбомашин и др. Этот режим называется расчетным. В остальных режимах выполняются поверочные расчеты, позволяющие определить показатели установки (расход топлива и др., а также термодинамические параметры и расходы во всех узлах схемы при заданных конструктивных характеристиках элементов, тепловых и электрических нагрузках, температуре наружного воздуха).

Необходимость выполнения двух видов расчетов, конструкторского в одном режиме и поверочного в нескольких, существенно усложняет решение задач оптимизации и требует разработки специальных подходов.

Впервые вопросы оптимизации ТЭУ с учетом переменных условий функционирования были рассмотрены в [174]. Анализ задачи показал, что имеются независимые оптимизируемые параметры двух видов. Параметры первого вида определяют конструктивные характеристики установки (например, давление острого пара и пара в нерегулируемых отборах ПТУ в расчетном режиме), а параметры второго вида – работу установки в одном из характерных режимов (например, распределение тепловой нагрузки между сетевыми подогревателями ПТУ и пиковыми источниками тепла). Причем изменение параметров первого вида через конструктивные характеристики влияет на работу установки во всех режимах, а изменение параметров второго вида – только на тот режим, к которому они относятся. Назовем параметры первого вида конструктивными оптимизируемыми, а второго вида – режимными оптимизируемыми. В каждом режиме учитываются ограничения-неравенства, причем состав этих ограничений в режиме, для которого проводится конструкторский расчет, отличается от состава в режимах, для которых производится поверочный расчет. На значение целевой функции, в качестве

которой выступает один из возможных критериев экономической эффективности, влияют результаты как конструкторского расчета, (определяются капиталовложения), так и поверочного (определяется расход топлива за расчетный период).

В работе [174] рассматриваемая задача решалась «в лоб», т.е. строилась подпрограмма расчета исследуемой ТЭУ (теплофикационной ПГУ), в которой проводился конструкторский расчет в расчетном режиме, а затем серия поверочных расчетов в режимах с различными тепловыми нагрузками. При этом определенные при конструкторском расчете конструктивные характеристики элементов использовались для их поверочных расчетов. Попытка решения этой задачи на ЭВМ БЭСМ-6 показала, что одна итерация оптимизационного процесса занимает несколько суток машинного времени. На решение приведенного в качестве иллюстрации в [174] примера ушло более 6 месяцев, причем помимо большого времени счета процесс оптимизации показал плохую сходимость, обусловленную ошибками при конечно-разностном вычислении производных, связанными с «наложением» итерационных процессов решения систем нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений при конструкторском и поверочных расчетах.

Стало очевидно, что прямое решение задачи практически невозможно.

Первая идея, направленная на преодоление указанных трудностей, состояла в разделении оптимизации при конструкторских и поверочных расчетах [189].

Процесс оптимизации организуется в три этапа.

На первом этапе формируется несколько технических решений (наборов конструктивных оптимизируемых параметров установки), среди которых ищется оптимальное. Для этого решается несколько задач оптимизации установки в расчетном режиме, в которых используется тот же критерий экономической эффективности, что и для исходной задачи. Капиталовложения в установку определяются по результатам конструкторского расчета, а суммарный расход топлива за расчетный период – на основе найденного в конструкторском расчете часового расхода топлива и принятого числа часов использования мощности расчетного режима. Для того чтобы получить различные технические решения, которые должны «охватить» искомое оптимальное решение при решении оптимизационных задач первого этапа, задаются различные соотношения между ценами топлива и оборудования, отличающиеся от фактического соотношения как в большую, так и в меньшую сторону.

На втором этапе для найденных технических решений определяются расходы топлива в характерных режимах. Для этого в каждом режиме при фиксированных конструктивных характеристиках установки проводится оптимизация режимных параметров с использованием модели, ориентированной на поверочный расчет установки.

На третьем этапе для каждого технического решения первого этапа находятся «правильное» значение критерия экономической эффективности, определенное при фактическом соотношении цен на топливо и оборудование и суммарном расходе топлива, установленном на основе оптимизационных расчетов второго этапа.

С использованием данного подхода были выполнены технико-экономические исследования различных типов комбинированных теплопроизводящих установок с тепловыми насосами, найдены их оптимальные параметры: давление фреона в различных точках технологической схемы, теплообменные поверхности испарителя и конденсатора насоса, теплопроизводительность пикового источника тепла и др.

Данный подход сводится к решению весьма простых оптимизационных задач, но главный его недостаток состоит в том, что при достаточно большом числе конструктивных оптимизируемых параметров трудно приблизиться к истинному оптимуму исходной задачи, изменяя лишь соотношение между ценами на топливо и оборудование.

Следующим шагом в приближении к точному решению исходной задачи оптимизации была идея использования адаптируемых математических моделей поверочных расчетов [198]. При этом конструкторский расчет проводится с помощью точной модели, а поверочные расчеты выполняются с использованием упрощенных моделей.

В точке решения такой задачи проводятся поверочные расчеты по точным моделям. На основе этих расчетов упрощенные модели уточняются (адаптируются), и оптимизация повторяется. В основе формирования упрощенных моделей поверочных расчетов лежит идея линеаризации зависимостей расхода топлива установкой и ее ограничений-неравенств от режимных оптимизируемых параметров и конструктивных характеристик элементов установки в нескольких «базовых» точках. Первый подход к построению адаптированных моделей был основан на нахождении «расстояния» между текущей точкой и «базовыми» точками и суммирования в текущей точке линеаризованных в «базовых» точках моделируемых функций, умноженных на весовые коэффициенты, определяемые этими «расстояниями». «Расстояние» определялось пропорционально разности значений соответствующей линеаризованной функции между текущей и «базовой» точками. Такой подход давал достаточно хорошие приближения на начальных шагах процесса оптимизации, однако в окрестностях оптимальной точки происходит «сгущение» базовых точек, и точность моделирования падала из-за приближения некоторых расстояний к нулю. Несмотря на этот недостаток, была проведена оптимизация параметров паротурбинного энергоблока угольной мини-ТЭЦ и получены достаточно интересные значения параметров острого пара и других параметров, отличающиеся от традиционных для выпускаемых в нашей стране ПТУ малой мощности значений. Второй, более эффективный подход [199] аналогичен подходу, применяемому в методе оптимизации непрерывных параметров ТЭУ, описанному выше. Нелинейные ограничения-неравенства каждого характерного режима заменяются линейными ограничениями-неравенствами в соответствии с (2.45).

На расход топлива в характерном режиме налагаются ограничения вида (2.46). В них вместо вспомогательного параметра x_{n+1} подставляется расход топлива. Поскольку процесс оптимизации стремится уменьшить расходы топлива в характерных режимах, то в оптимальной точке они «сядут» на ломаные линии, задаваемые условиями (2.46). Компонентами вектора x в (2.45), (2.46) выступают конструктивные характеристики элементов установки, определяемые при конструкторском расчете, и режимные параметры соответствующего характерного режима. С использованием этого подхода выполнена оптимизация теплофикационной ПГУ, причем хорошая сходимость наблюдалась как вдали от оптимальной точки, так и в достаточно близких к ней окрестностях.

Переход экономики РФ на рыночные отношения в начале 90-х годов XX в. потребовал изменения критериев экономической эффективности при оптимизации ТЭУ. Старый критерий – приведенные расчетные затраты не учитывали явным образом цену отпускаемой продукции ТЭУ, а неявно в качестве цены выступали удельные приведенные затраты замыкающей электростанции. Не учитывалась и динамика возврата инвестиций, а также налогообложение производителей энергии.

В рыночных условиях должны использоваться критерии, свободные от указанных недостатков – чистая дисконтированная прибыль за период эксплуатации и внутренняя норма возврата капиталовложений.

Недостатком первого критерия, измеряемого в денежных единицах, является необходимость приведения сравниваемых вариантов к равному энергетическому эффекту, что требует учета затрат в замыкающие энергообъекты. Второй критерий, измеряемый в долях или процентах, такого приведения не требует. Возможны две постановки задачи оптимизации по этому критерию: 1) при заданной цене продукции ТЭУ (электроэнергии и тепла) необходимо найти решение, при котором внутренняя норма возврата

капиталовложений будет максимальной; 2) при заданной внутренней норме возврата капиталовложений необходимо найти решение, при котором цена продукции будет минимальной. Поскольку неопределенность приемлемого уровня внутренней нормы возврата капиталовложений ниже, чем неопределенность цен энергии, то, как правило, предпочтительной является вторая задача.

На предыдущем этапе исследований был разработан подход к оптимизации ТЭУ в условиях неопределенности экономической информации по критериям Лапласа и Сэвиджа, не требующий построения платежной матрицы. Необходимо отметить, что оптимизации по этим критериям присущи следующие недостатки: 1) критерий Сэвиджа обеспечивает минимальный риск «перерасхода» затрат или другого экономического критерия и определяется по угловым точкам множества неопределенности исходной информации, причем вероятность реализации этих точек весьма мала; 2) критерий Лапласа обеспечивает оптимальное решение «в среднем» и значительна вероятность реализации условий, при которых велик риск перерасхода затрат; 3) знание только двух оптимальных решений, одного по критерию Лапласа, а другого по критерию Сэвиджа, не позволяет построить непрерывную зависимость, показывающую, как по мере уменьшения риска меняются значения оптимизируемых параметров, что не дает возможности оценить устойчивость оптимальных решений.

Свободным от указанных недостатков является подход, при котором ищется экстремальное значение критерия эффективности, имеющее заданный уровень обеспеченности, с учетом принятых законов распределения случайных исходных данных. Под обеспеченностью некоторой величины критерия эффективности при заданных значениях оптимизируемых параметров понимается вероятность того, что этот критерий будет не хуже данной величины.

В работах ИСЭМ [190, 197] был предложен метод решения такой задачи, включающий следующие этапы.

1. Назначается начальный технически допустимый набор оптимизируемых параметров.
2. На множестве возможных значений случайных исходных данных назначается M представительных сочетаний (векторов) этих данных, каждому вектору ставится в соответствие вероятность реализации, причем сумма вероятностей M векторов равна 1.
3. При заданном наборе оптимизируемых параметров для всех M реализаций вектора случайных исходных данных определяются значения критерия эффективности. Производится упорядочивание векторов случайных исходных данных в порядке «ухудшения» значений этого критерия. Например, если решается задача на минимизацию критерия эффективности, упорядочивание производится в порядке возрастания значений данного критерия.
4. Выбирается K «лучших» по критерию эффективности векторов, причем K подбирается так, чтобы суммарная вероятность реализации этих векторов была равна заданному уровню обеспеченности.
5. Решается задача оптимизации по улучшению «худшего» из определенных для K выбранных векторов значений критерия эффективности.
6. В точке решения этой задачи вновь выбирается K «лучших» по критерию эффективности векторов случайных исходных данных. Если это те же векторы, при которых решалась задача в пункте 5, то процесс оптимизации завершен. В противном случае переходим на пункт 5.

Оптимизацию указанным способом можно проводить при разных значениях обеспеченности критерия эффективности. Это позволяет построить зависимости оптимизируемых параметров от обеспеченности и выполнить анализ устойчивости оптимальных решений.

В связи с наблюдаемым в течение последних десятилетий ростом цены нефти и ожидаемым сокращением ее запасов актуальной является проблема получения синтетического жидкого топлива (СЖТ) из угля и природного газа. Производство СЖТ связано со значительным выделением тепла и образованием горючих газообразных отходов, причем наиболее рациональный способ их утилизации – производство электрической энергии, поэтому в СЭИ со второй половины 80-х годов XX в. начались работы по исследованию энерготехнологических установок (ЭТУ), в которых производство СЖТ комбинируется с производством электрической энергии. Первые исследования были посвящены изучению ЭТУ производства метанола (CH_3OH) и электроэнергии. Это связано, во-первых, с ценностью метанола, который может использоваться как моторное топливо и как сырье для многих химических производств, а во-вторых, с высокой производительностью и селективностью процессов каталитического синтеза метанола. Рассматривалась технология, основанная на получении синтез-газа (смесь CO и H_2) из твердого или газообразного топлива и каталитическом синтезе из него СЖТ.

ЭТУ, реализующие такую технологию, включают как химико-технологические, так и энергетические подсистемы и имеют весьма сложные технологические схемы. На рис. 2.20., в качестве примера, представлена схема угольной ЭТУ синтеза метанола.

Для математического моделирования и исследования таких установок в первую очередь потребовалось создание математических моделей их технологических элементов. Наиболее сложными из этих моделей были модели газификаторов угля и конверторов природного газа, а также каталитических реакторов синтеза СЖТ.

Описания газификаторов и конверторов основывались на соотношениях равновесной термодинамики (уравнения закона действующих масс в сочетании с уравнениями материального и энергетического балансов), а описания каталитических реакторов – на дифференциальных уравнениях химической кинетики в сочетании с указанными выше балансовыми уравнениями и уравнением гидравлического сопротивления слоя катализатора.

Для решения системы алгебраических и трансцендентных уравнений равновесной термодинамики, позволяющих определить состав и температуру продуктов газификации или конверсии на выходе из аппарата, использовался метод Ньютона в сочетании с методом половинного деления.

Для решения системы обыкновенных дифференциальных уравнений, позволяющих определить изменение состава газа, температуры и давления по длине реактора синтеза, использована модификация прямого метода Эйлера, учитывающая особенности этой системы. Эти особенности состоят, во-первых, в жесткости системы, т.е. в значительном изменении производных при малых изменениях параметров, во-вторых, в том, что основные вычислительные трудности (на каждом шаге) связаны с определением констант равновесия и скорости, вязкости газовой смеси и ее теплоемкости, зависящих от температуры и давления и, в-третьих, в том, что температура и давление газа по длине катализатора изменяются достаточно медленно.

Указанные особенности требуют проводить интегрирование системы дифференциальных уравнений с малым шагом (из-за жесткости системы), но позволяют на нескольких соседних шагах использовать одинаковые значения констант скорости и равновесия, а также вязкости и теплоемкости (из-за медленного изменения температуры и давления газовой смеси). Это дает возможность резко сократить объем вычислений, поскольку определение указанных величин, зависящих от давления и температуры, производится один раз для нескольких (примерно десяти) шагов интегрирования. Разработанные модели элементов ЭТУ позволили с использованием СМПП построить программы расчета ЭТУ и выполнить оптимизацию их параметров по критериям экономической эффективности.

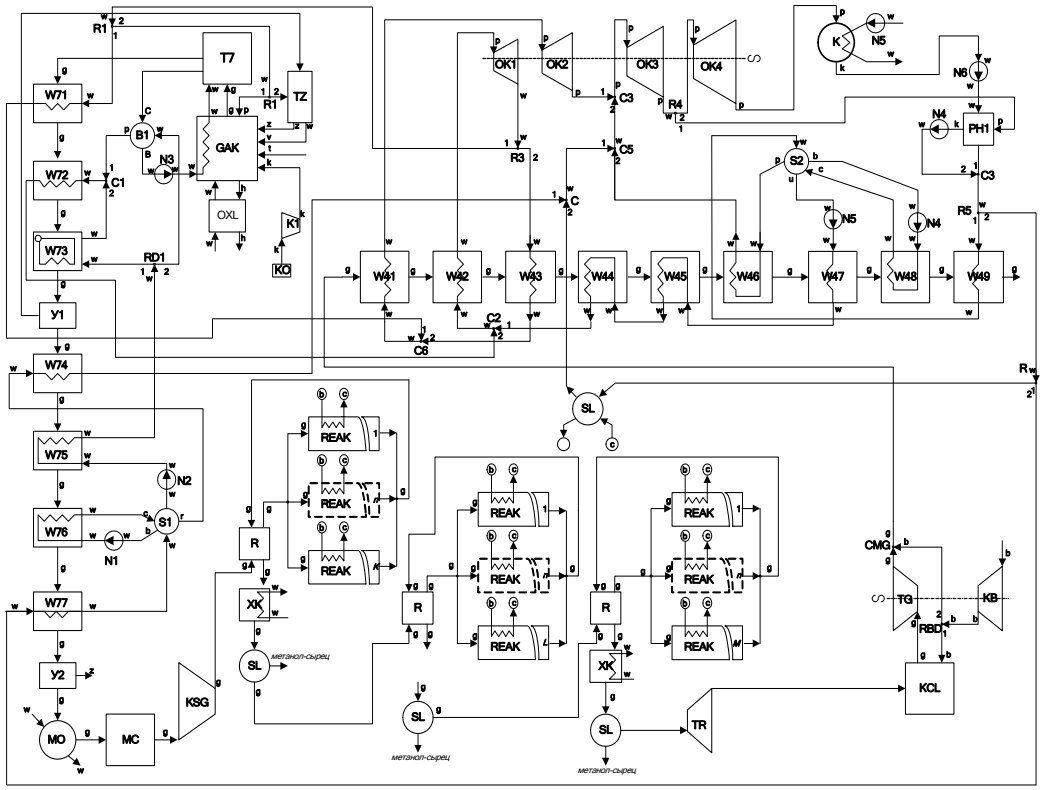


Рис. 2.20. Схема ЭТУ синтеза метанола на угле. T7 – радиационный теплообменник на продуктах газификации; GAK – реактор газогенератора; OXL – охладитель шлака; TZ – инжектор системы возврата; KO – блок получения кислорода; K1 – кислородный компрессор; W71–W77 – конвективный теплообменник на продуктах газификации; B1, S1, S2 – барабан-сепаратор; C, C1-C6 – смеситель потоков воды или пара; R, R1–R5 – разделитель потока воды или пара; N1–N6 – насос; RD1 – разделитель потока воды или пара долевой; У1, У2 – сухой уловитель золы; MO – скруббер мокрой газоочистки, MC – система удаления излишнего CO_2; KSG – компрессор синтез-газа; R – регенеративный газо-газовый теплообменник; SL – сепаратор метанола-сырца; XK – холодильник-конденсатор метанола-сырца; REAK – адиабатная зона реактора синтеза метанола; TR – расширительная газовая турбина; KCL – камера сгорания газовой турбины; TG – основная газовая турбина; KB – компрессор воздушный; RBD – разделитель потока воздуха; CMG – смеситель потоков газа и воздуха; OK1–OK4 – отсеки паровой турбины; W41–W49 – конвективные газоводяные теплообменники котла-утилизатора; K – конденсатор паровой турбины; PH1 – регенеративный подогреватель низкого давления. Обозначение потоков: t–уголь; k–кислород; z–зола; p–пар; w–вода, пар, пароводяная смесь, охлаждающая вода; v–транспортный пар; g–продукты газификации, синтез-газ, продувочный газ, продукты сгорания; h–шлак, b–воздух; kk–конденсат; u, b, c–вода на циркуляционный насос; 1, 2 – раздвоение, смешение потоков.

Помимо ЭТУ синтеза метанола моделировались и исследовались ЭТУ синтеза диметилового эфира (CH_3OCH_3), который не обладает токсичностью, имеет более высокую теплоту сгорания, чем метанол, и может использоваться в качестве топлива для дизельных двигателей.

Для ЭТУ в первую очередь важно определить оптимальное соотношение между производством электроэнергии и СЖТ, оценить энергетическую эффективность и величину удельных капиталовложений.

Большой интерес представляет нахождение цен на сырую нефть, начиная с которых СЖТ сможет конкурировать с моторным топливом, произведенным из нефти. Указанным вопросам были посвящены выполненные в ИСЭМ СО РАН исследования [61, 190–196].

Переработка угля и природного газа в СЖТ позволяет не только получить топливо с более высокими потребительскими свойствами, но и перейти от железнодорожного транспорта угля и трубопроводного транспорта природного газа к трубопроводному транспорту жидкого топлива, что экономически более эффективно. В связи с этим в ИСЭМ СО РАН выполнены исследования по оценке эффективности дальнего транспорта СЖТ и его сравнению с эффективностью дальнего транспорта других энергоносителей.

На рис. 2.21 представлены зависимости показателя экономической эффективности проекта (внутренней нормы возврата капиталовложений) от дальности транспортировки энергоносителей для трубопровода природного газа, ЭТУ синтеза метанола из природного газа и его трубопроводного транспорта и ЭТУ синтеза диметилового эфира (ДМЭ) и его трубопроводного транспорта. Из рисунка видно, что вариант с ДМЭ экономически более выгоден, чем вариант «простого» транспорта природного газа с дальности более 2500 км, а вариант с метанолом с дальности 3500 км.

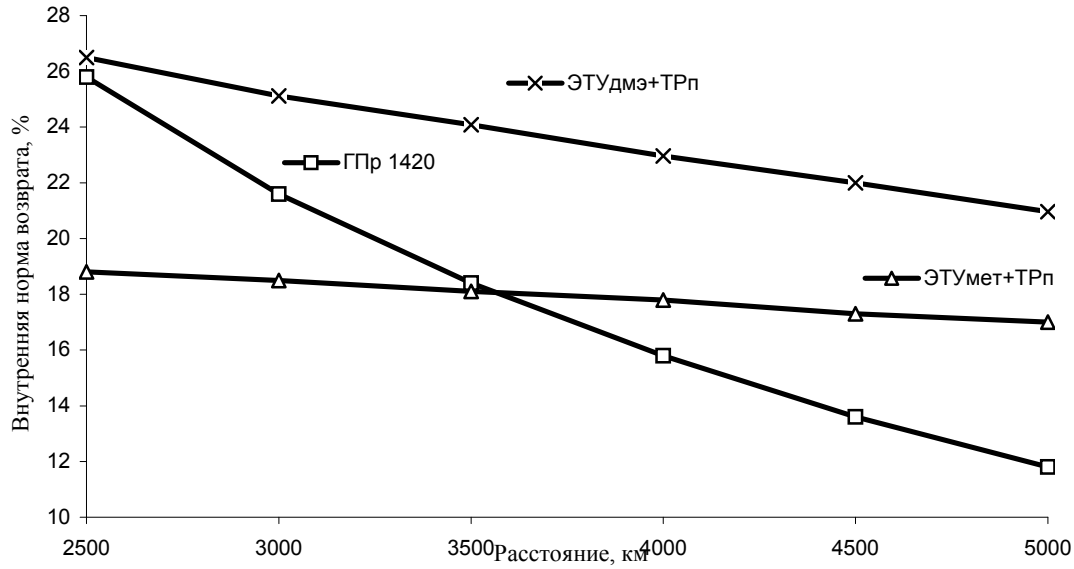


Рис. 2.21. Зависимости IRR от дальности транспорта энергии.

К сожалению, в РФ до сих пор проекты строительства ЭТУ не реализуются, поэтому результаты исследований ИСЭМ нашли применение лишь при формировании стратегий долгосрочного развития энергетики страны и ее восточных регионов.

Наличие в ИСЭМ математических моделей ЭТУ синтеза СЖТ из природного газа, а также моделей трубопроводов СЖТ и природного газа, в которых проводится гидравлический расчет таких трубопроводов и осуществляется выбор оптимального расстояния между насосными или компрессорными станциями, явилось основой для постановки и разработки методов решения весьма актуальной «глобальной» задачи согласованной оптимизации системы добычи, переработки и транспорта энергоносителей. При этом указанная система рассматривалась как сложная техническая система, а ее математическая модель включала описания основных технологических процессов. В первую очередь рассматривалась добыча природного газа, его переработка в СЖТ и транспорт самого природного газа и продуктов его переработки [190, 200]. Для решения этой задачи потребовалось создание новой для ИСЭМ математической модели разработки газового месторождения. В силу сложности рассматриваемой системы и значительной продолжительности расчетного периода решаемой задачи (20–30 лет), модель

разработки газового месторождения не может быть слишком подробной, учитывать все геологические особенности месторождения и расположение каждой конкретной скважины. В то же время она должна отражать основные технологические процессы и учитывать связь между числом скважин и объемом добычи, а также рассчитывать динамику среднего дебита скважин в зависимости от динамики отбора газа.

Для этого производится совместный гидравлический расчет «средней» скважины и прилегающего к ней газоносного пласта. В данном расчете учитываются коэффициент проницаемости породы пласта, его глубина, начальные давление газа в пласте и его запасы.

Математическая модель участка газопровода построена из предположения, что имеется несколько стандартных типоразмеров с различными диаметрами. На каждом временном интервале расчетного периода необходимо выбрать оптимальный вводимый в эксплуатацию типоразмер либо отказаться от ввода. Для этого все характеристики оптимизируемого участка газопровода представляются в виде выпуклой линейной комбинации стандартных типоразмеров и «нулевого» типоразмера с нулевой пропускной способностью и нулевыми капиталовложениями. Таким же образом моделируются ТЭС и ЭТУ, для которых заданы стандартные типоразмеры. Входящие в указанные выпуклые линейные комбинации коэффициенты разложения являются оптимизируемыми параметрами.

В результате оптимизации системы добычи, переработки и транспорта энергоносителей определяются оптимальные динамика ввода месторождений с определением числа скважин, вводимых на различных интервалах расчетного периода, динамика ввода газопроводов и трубопроводов СЖТ, динамика ввода ЭТУ и ТЭС с определением их типоразмеров.

Теплоэлектроцентрали вырабатывают значительную долю электроэнергии и тепла, производимых в нашей стране. Поэтому оптимизация режимов их работы является весьма актуальной задачей. Поскольку ТЭЦ, как правило, имеют сложные технологические схемы и разнотипный состав оборудования, то решение этих задач связано со значительными трудностями. Как уже отмечалось, задачи оптимизации электрических и тепловых нагрузок агрегатов ТЭЦ решались в СЭИ в 70-х годах XX в. При этом из-за ограниченных возможностей ЭВМ использовались упрощенные математические модели элементов, в первую очередь теплофикационных паровых турбин, которые описывались полиномами, аппроксимирующими их диаграммы режимов. Недостатки такого подхода состоят в следующем: 1) диаграммы режимов описывают не всю возможную область режимов работы паротурбинной установки; 2) часто паровые турбоустановки имеют технологические схемы, отличающиеся от расчетных (отключены некоторые регенеративные подогреватели, устанавливаются дополнительные регулирующие органы и т.д.), что не учитывается диаграммами режимов; 3) фактическое состояние оборудования ПТУ может существенно отличаться от того, для которого строились диаграммы режимов: проточная часть турбины занесена солями, загрязнены теплообменные поверхности подогревателей и конденсаторов, охладители системы технического водоснабжения (градирни, водохранилища-охладители, брызгальные бассейны и др.) не обеспечивают расчетную теплопроизводительность.

Во всех указанных случаях использование диаграмм режимов приведет к грубым погрешностям.

В середине 90-х годов XX в. в СЭИ возобновились работы по оптимизации распределения электрических и тепловых нагрузок между агрегатами ТЭЦ [201]. Эта задача сводится к задаче нелинейного математического программирования с непрерывными параметрами вида (2.42)–(2.44), при этом могут решаться задачи с различными целевыми функциями (минимум расхода топлива, максимум и минимум электрической мощ-

ности и др.). Поскольку имеющиеся на то время ПК не позволяли в ходе итерационного процесса оптимизации использовать модель ТЭЦ с подробным описанием паровых котлов и паровых турбин, был применен следующий подход: строились «отдельные» подробные модели котлов и турбин, затем с помощью этих моделей проводились расчеты при различных значениях параметров связей между моделируемым элементом и остальными элементами схемы ТЭЦ, а также при различных значениях некоторых внутренних параметров элемента, воздействием на которые осуществляется управление работой. По результатам этих расчетов формировались полиномы, связывающие параметры элемента между собой. Математическая модель элемента, используемая при оптимизации, основывалась на этих полиномах. Опыт моделирования основного оборудования ТЭЦ показал, что удается построить полиномы, достаточно хорошо представляющие моделируемые зависимости паровых и водогрейных котлов, а также паровых турбин с противодавлением. Это обусловлено тем, что данные элементы соединены с другими элементами схемы ТЭЦ небольшим числом материальных потоков. Соответственно в полиномы входит небольшое количество параметров и удается методом наименьших квадратов так подобрать их коэффициенты, что на всей области изменения параметров элемента достигается высокая точность.

Однако у теплофикационных турбин, имеющих регулируемые отборы и конденсаторы, потоков, связывающих их с другими элементами технологической схемы ТЭЦ, значительно больше, соответственно полиномы должны включать существенно больше параметров. При этом их точность резко падает, что не позволяет построить удовлетворительные модели для решения оптимизационных задач.

В связи со значительным увеличением оперативной памяти ПК в начале XXI в. появилась возможность отказаться от формирования полиномов, описывающих всю область определения моделируемых зависимостей. Вместо этого результаты расчетов по точной модели хранятся в памяти и перед конкретным обращением к расчету установки из памяти извлекаются лишь результаты, лежащие в окрестностях рассматриваемой точки. По ним строятся более простые полиномы, которые хорошо описывают зависимости между параметрами лишь в этих окрестностях [202]. Данный метод показал достаточно высокую эффективность. Вместе с тем он не устранил основные недостатки двухэтапного процесса моделирования, связанные с использованием подробных и упрощенных математических моделей паровых турбин, к которым относится сложность внесения в упрощенную модель изменений и отсутствие физического смысла у коэффициентов полиномов.

Преодолеть эти недостатки стало возможно только во второй половине первого десятилетия XXI в., когда в ИСЭМ появились высокопроизводительные рабочие станции, что позволило ввести непосредственно в математические модели ТЭЦ, применяемые для оптимизации, подробные описания теплофикационных паротурбинных установок.

Как уже отмечалось, состояние оборудования ТЭЦ меняется в процессе эксплуатации. Это требует, во-первых, формировать математические модели оборудования (паровых котлов, турбин и др.) таким образом, чтобы в них присутствовали коэффициенты, отражающие его состояние (коэффициенты загрязнения поверхностей нагрева, коэффициенты полезного действия отсеков паровых турбин и др.). Во-вторых, необходимо уметь определять фактические значения этих коэффициентов по результатам замеров параметров установки в нескольких близких по времени режимах работы. В-третьих, следует выявлять «плохие» замеры параметров, которые достаточно часто возникают из-за отказа первичных датчиков, линий связи и по другим причинам. Использование подробных математических моделей, в которые явным образом входят коэффициенты, определяющие состояние оборудования, позволяет осуществлять их на-

стройку. Для определения этих коэффициентов по результатам замеров параметров в СЭИ были сформулированы две экстремальные задачи [190, 201].

Первая задача состоит в минимизации наибольшего из квадратов невязок (взвешенных относительно среднеквадратичного отклонения) между замеренными и заданными либо вычисленными значениями параметров в нескольких режимах работы. При этом в качестве оптимизируемых параметров выступают замеряемые, а также некоторые не замеряемые информационно-входные параметры модели в нескольких режимах и коэффициенты (одинаковые для всех режимов), задающие состояние оборудования. Учитываются ограничения-неравенства на физическую и техническую реализуемость технологических процессов, а также на диапазон изменения оптимизируемых параметров. Решение этой задачи позволяет выявить «плохие» замеры. К ним относятся замеры тех параметров, для которых невязка в точке решения этой задачи существенно больше (например, более чем в 4 раза) среднеквадратичной погрешности замера. Такие замеры должны быть исключены из дальнейшего рассмотрения.

Вторая задача решается после исключения из списка замеряемых параметров «плохих» замеров. Она отличается от первой задачи видом целевой функции и состоит в минимизации суммы квадратов невязок (тех же, что и в первой задаче). При этом состав оптимизируемых параметров и состав ограничений-неравенств во второй задаче совпадает с аналогичным составом первой задачи.

В результате решения второй задачи определяются вводимые в оптимизационные модели коэффициенты, характеризующие состояние оборудования.

При оптимизации режимов работы ТЭЦ помимо оптимизации непрерывных параметров часто требуется провести оптимизацию состава работающего оборудования. Особенно актуальна такая задача в начале и конце отопительного периода, когда отопительная нагрузка значительно сокращается.

Следует отметить, что назначать состав включенного в работу оборудования ТЭЦ можно двумя способами. Первый способ состоит в использовании логических переменных, задающих состояние того или иного оборудования. Например, если некоторая логическая переменная имеет значение «истина», то соответствующая ей паровая турбина работает, производится ее расчет, определяются параметры технологических связей этой турбины с другими элементами схемы. Если значение логической переменной «ложь», то турбина не работает, ее расчет не проводится, а параметры технологических связей «зануляются». Достоинством этого способа является простота моделей, а недостатком – возможность выбора оптимального состава работающего оборудования лишь методом сплошного перебора. При этом назначаются все возможные сочетания значений логических переменных и для каждого из них производится оптимизация непрерывных параметров. Это требует выполнения громоздких расчетов.

Суть второго подхода заключается в следующем. В математическую модель энергоисточника вводятся вспомогательные вещественные переменные, непрерывное изменение которых от 0 до 1 позволяет «плавно» перейти от нерабочего состояния оборудования к рабочему. Не целые значения таких переменных не имеют физического смысла, но их использование позволяет свести оптимизацию состава работающего оборудования к последовательности непрерывных оптимизационных задач, для решения которых эффективно могут быть использованы градиентные методы и аппарат теории двойственности в математическом программировании [165, 181].

При указанном подходе математическое описание каждого включаемого/отключаемого *i*-го агрегата имеет следующий вид

$$H_i\left(S_i^{\text{вн}}, \psi_i^{\text{св}}, X_i, Y_i\right) = 0 \quad , \tag{2.88}$$

$$G_i\left(S_i^{\text{вн}}, \psi_i^{\text{св}}, X_i, Y_i\right) \geq 0 \quad , \tag{2.89}$$

$$S_i^{\text{св}} = d_i S_i^{\text{вн}} \quad , \tag{2.90}$$

$$\psi_i^{\text{св}} = \psi_i^{\text{вн}} , \tag{2.91}$$

где H_i – подсистема нелинейных уравнений *i*-го агрегата; G_i – подсистема нелинейных неравенств *i*-го агрегата; $S_i^{\text{св}}$ – вектор параметров экстенсивных технологических связей (расходов и мощностей), которые входят в подсистемы уравнений и неравенств, связанных с *i*-м агрегатом технологическими связями других агрегатов схемы; $S_i^{\text{вн}}$ – вектор экстенсивных параметров технологических связей, входящих в подсистемы уравнений и неравенств *i*-го отключаемого агрегата; X_i – вектор оптимизируемых параметров *i*-го агрегата; Y_i – вектор вычисляемых параметров *i*-го агрегата; $\psi_i^{\text{св}}$ – вектор параметров интенсивных технологических связей (давление, температура, энтальпия), которые входят в подсистемы уравнений и неравенств, связанных с *i*-м агрегатом технологическими связями других агрегатов схемы; $\psi_i^{\text{вн}}$ – вектор интенсивных параметров технологических связей, входящих в подсистемы *i*-го отключаемого агрегата; d_i – вспомогательная переменная, нулевое значение которой соответствует отключению *i*-го агрегата, а значение, равное единице, – включению в работу.

Следует отметить, что выражениями (2.88)–(2.91) можно описывать не только отдельный агрегат, но и группу однотипных, параллельно включенных и равномерно загруженных агрегатов. В этом случае d_i будет равняться числу включенных в работу агрегатов группы.

Если $d_i = 0$, то система (2.88)–(2.91) – вырожденная, поэтому при решении практических оптимизационных задач нижнюю границу d_i целесообразно принимать равной не 0, а малому положительному числу ε.

Применение указанного подхода к решению смешанных дискретно-непрерывных задач оптимизации режимов работы ТЭЦ представлено в работе [201], где предлагается метод решения задачи, основанный на параметрическом анализе задачи нелинейного программирования с непрерывными параметрами. Однако алгоритм метода весьма сложен, что затрудняет его практическое использование.

В работе [190] рассматривается более эффективный алгоритм решения указанной проблемы. Суть его состоит в следующем.

На первом этапе определяется решение нелинейной задачи, в которой как режимные параметры, так и вспомогательные переменные, соответствующие агрегатам, подлежащим включению/отключению, изменяются непрерывно. Интуитивно понятно, что решение исходной задачи следует в первую очередь искать вблизи решения такой непрерывной задачи. Если в точке решения указанной задачи значения вспомогательных переменных близки к целым величинам, то исходная задача решена. В противном случае в точке полученного решения задачи выполняется линеаризация целевой функции и ограничений.

На втором этапе с использованием построенных линейных функций формируются задачи линейного программирования, в которых вспомогательные переменные выводятся из состава оптимизируемых параметров. Такие задачи имеют небольшую размерность (для задач линейного программирования), и их решение намного проще, чем

решение нелинейных задач оптимизации непрерывных режимных параметров энергоисточника.

Для каждого возможного сочетания значений вспомогательных переменных, т.е. для каждого возможного состава включенного в работу оборудования решается задача линейного программирования. Если такая задача не имеет решения, то соответствующий состав включенного оборудования заведомо недопустим и из дальнейшего рассмотрения исключается.

На третьем этапе оставшиеся варианты включения в работу оборудования упорядочиваются по ухудшению значения целевой функции в точке решения задачи линейного программирования. Далее в установленном порядке вариантов включения оборудования рассматриваются и решаются нелинейные задачи оптимизации режимных параметров и фиксируется всякий раз вариант, обеспечивающий наилучшее значение целевой функции. Перебор и решение таких задач прекращается, когда зафиксированное наилучшее значение целевой функции среди полученных оптимальных значений функции цели нелинейных задач окажется лучше, чем оптимальное значение целевой функции очередной линейной задачи, соответствующей следующему в списке варианту включения оборудования. Опыт показывает, что, как правило, для поиска решения смешанной непрерывно-дискретной задачи требуется решить нелинейные задачи лишь для небольшого числа сочетаний значений вспомогательных переменных. Это и обеспечивает эффективность предлагаемого метода.

Для действующих и вновь проектируемых ТЭЦ важно оценить надежность энергоснабжения потребителей. Для этого следует определить вероятное время нахождения оборудования ТЭЦ в различных состояниях (работоспособное состояние, плановые и послеаварийные ремонты) на протяжении расчетного периода с разбивкой по режимам работы с различными тепловыми и электрическими нагрузками потребителей. Далее для каждого сочетания нагрузок потребителей и состояния оборудования ТЭЦ (котлов и турбин) необходимо провести расчеты режимов работы с оценкой минимально-возможных недоотпусков энергии (если они имеют место). В результате могут быть оценены итоговые недоотпуски тепловой и электрической энергии за расчетный период.

В выполненных в ИСЭМ работах [190] определение времени нахождения оборудования в различных состояниях базируется на аналитических расчетах, основанных на составлении схемы ТЭЦ по надежности, состоящей из последовательно и параллельно соединенных (по надежности) элементов. На основе этой схемы с использованием СМПП формируется программа расчета системы нелинейных уравнений, связывающих показатели надежности (параметры потока отказов, время восстановления и время пребывания в различных состояниях) отдельных элементов.

Для каждого сочетания нагрузок и состава работоспособного оборудования решается последовательность задач оптимизации режимов работы ТЭЦ.

Первоначально решается «обычная» задача оптимизации по критерию минимума расхода топлива при заданных тепловых и электрической нагрузках. Если эта задача имеет допустимое решение, то недоотпуска энергии в этом режиме не будет, и процесс оптимизации прекращается. В противном случае все виды энергии, отпускающиеся от ТЭЦ, ранжируются в порядке возрастания «важности». Назовем их первый, второй, третий и т.д. виды энергии.

Решается задача по минимизации недоотпуска менее «важного» первого вида энергии при сохранении отпусков более «важных» видов в полном объеме. Если эта задача имеет допустимое решение, то в точке ее оптимума определяется недоотпуск первого вида энергии.

В противном случае недоотпуск первого вида энергии фиксируется на максимально допустимом значении (сам отпуск энергии фиксируется на минимально-

допустимом значении). Минимизируется недоотпуск второго вида энергии. Если эта задача имеет допустимое решение, то в точке ее оптимума определяются недоотпуски двух первых видов энергии. В противном случае фиксируется максимально-возможный недоотпуск второго вида энергии (вместе с ранее зафиксированным недоотпуском первого вида энергии) и минимизируется недоотпуск третьего вида энергии. В результате решения такой последовательности задач для заданных состава работоспособного оборудования ТЭЦ и уровня тепловых и электрических нагрузок определяется оптимальное (в соответствии с принятым ранжированием) сочетание недоотпусков различных видов энергии.

Например, для промышленно-отопительной ТЭЦ, работающей в составе электроэнергетической системы, в послеаварийных режимах первым видом энергии является электрическая, вторым видом – тепло, отпускаемое с горячей водой, в интервале нагрузок, обеспечивающих среднюю температуру внутри отапливаемых помещений от 14 до 20 ^{o}C, третьим видом – тепло пара, отпускаемого потребителям в интервале нагрузок от минимально допустимой (по условиям безаварийной работы) до номинальной, четвертым видом – тепло, отпускаемое с горячей водой, в интервале нагрузок обеспечивающих среднюю температуру внутри отапливаемых помещений от 5 до 14 ^{o}C.

Исходя из этого, если «нормальная» задача не имеет допустимого решения, т.е. все потребители не могут быть одновременно обеспечены энергией в полном объеме, то максимизируется электрическая мощность ТЭЦ при заданных тепловых нагрузках. Если эта задача не имеет допустимого решения, то электрическая мощность ТЭЦ фиксируется на минимально допустимом значении, и максимизируется отпуск тепла с горячей водой, при этом он не должен быть ниже уровня, обеспечивающего температуру внутри помещений 14 ^{o}C.

Если эта задача не имеет решения, то фиксируются электрическая мощность и отпуск тепла с горячей водой, и максимизируется отпуск пара, который при этом не должен быть меньше минимально допустимого значения.

Если и эта задача не имеет допустимого решения, то фиксируется электрическая мощность ТЭЦ и отпуск пара, а максимизируется отпуск тепла с горячей водой, при этом его значение не должно быть меньше уровня, обеспечивающего внутри помещений температуру 5 ^{o}C.

Как уже отмечалось, на основании указанных расчетов показателей надежности и недоотпусков различных видов энергии определяются итоговые показатели ТЭЦ за расчетный период (суммарные недоотпуски различных видов энергии).

Следует сказать, что аналитический метод расчета показателей надежности очень простой, однако он не позволяет учесть: уменьшение надежности оборудования по мере роста его наработки с момента последнего планового ремонта и по мере роста общей наработки за весь срок эксплуатации; достаточно корректно учесть влияние на надежность наложений на плановые ремонтные и технические обслуживания послеаварийных ремонтов; простои оборудования в холодном резерве. Эти сложные взаимосвязи удается учесть лишь методом моделирования динамических процессов изменения состояния оборудования ТЭЦ, использующим для имитации аварийных отказов датчики случайных чисел, а для определения составов работающего оборудования и оборудования, находящегося в холодном резерве – оптимизацию режимов работы электростанции.

Возможность проводить оптимизацию режимов работы ТЭЦ позволяет строить энергетические характеристики, которые представляют зависимости расхода топлива станцией от ее электрической мощности при фиксированных тепловых нагрузках. Для построения такой характеристики необходимо при заданных тепловых нагрузках станции, решая соответствующие оптимизационные задачи, определить ее мак-

симально ($N_{\text{ТЭЦ}}^{\max}$) и минимально возможные ($N_{\text{ТЭЦ}}^{\min}$) электрические мощности. После этого на отрезке [$N_{\text{ТЭЦ}}^{\min}$, $N_{\text{ТЭЦ}}^{\max}$] назначается n (как правило, равноотстоящих друг от друга) значений мощности ТЭЦ $N_{\text{ТЭЦ}}^{i}$, $i = 1,2,...n,$ при этом $N_{ТЭЦ}^{1} = N_{\text{ТЭЦ}}^{\min}$, $N_{\text{ТЭЦ}}^{\text{n}} = N_{\text{ТЭЦ}}^{\max}$. Затем решается n задач по минимизации расхода топлива ТЭЦ (или его стоимости) при фиксированных тепловых нагрузках и электрической мощности ТЭЦ, равной для i-й задачи $N_{\text{ТЭЦ}}^{i}$. В результате определяются минимальные расходы топлива ТЭЦ $B_{\text{ТЭЦ}}^{i}$, $i = 1,2,...n$. Это позволяет построить зависимость расхода топлива ТЭЦ $B_{\text{ТЭЦ}}$ от ее суммарной электрической мощности $N_{\text{ТЭЦ}}$.

В простейшем случае энергетическая характеристика ТЭЦ может быть построена по трем характерным точкам, электрические мощности ТЭЦ в которых (при одних и тех же тепловых нагрузках) определяются как минимально-возможная (точка 1), максимально возможная (точка 3) и максимально возможная при минимальных (вентиляционных) пропусках пара в конденсаторы турбин (точка 2). Эти мощности находятся в результате решения соответствующих оптимизационных задач.

Далее для указанных точек решаются задачи минимизации расхода топлива, при заданных тепловых нагрузках и заданных электрических мощностях ТЭЦ – $N_{\text{ТЭЦ}}^{\min 1}$, $N_{\text{ТЭЦ}}^{\max 2}$, $N_{\text{ТЭЦ}}^{\max 3}$, равных мощностям ТЭЦ в точках 1, 2 и 3 соответственно. В результате определятся расходы топлив в трех точках – $B_{\text{ТЭЦ}}^{\min 1}$, $B_{\text{ТЭЦ}}^{\max 2}$, $B_{\text{ТЭЦ}}^{\max 3}$. Связывая точки 1 и 2, а также 2 и 3 отрезками прямых линий, получим зависимость, вид которой представлен на рис. 2.22.

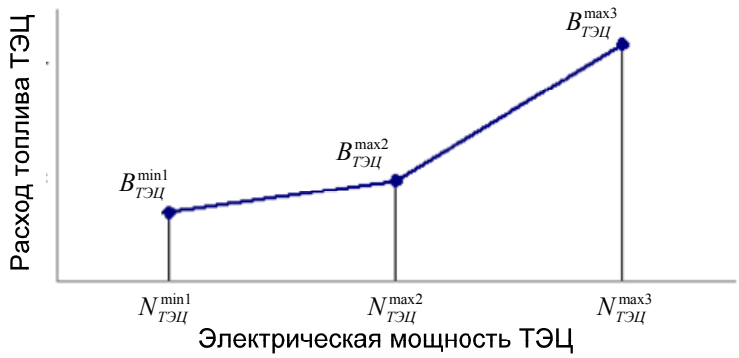


Рис. 2.22. Упрощенная энергетическая характеристика ТЭЦ.

В интервале ($N_{\text{ТЭЦ}}^{\min 1}$, $N_{\text{ТЭЦ}}^{\max 2}$) изменение электрической мощности ТЭЦ происходит за счет изменения выработки электроэнергии на тепловом потреблении, а в интервале ($N_{\text{ТЭЦ}}^{\max 2}$, $N_{\text{ТЭЦ}}^{\max 3}$) за счет изменения конденсационной выработки.

Полученные указанными способами энергетические характеристики ТЭЦ могут использоваться в задачах управления электроэнергетическими системами. Причем для задач оперативного управления следует использовать более точные характеристики, а для задач оптимизации длительных режимов работы – упрощенные, полученные по трем характерным точкам.

Автономные электроэнергетические системы обеспечивают электро- и теплоснабжение потребителей в ряде северных и восточных регионов РФ. Они включают электростанции различных типов ТЭЦ, ГЭС, ВЭС и др., линии электропередачи, источники тепла (ТЭЦ, котельные на органическом топливе, электрокотельные др.), а также тепловые сети. В автономных энергосистемах связь между электро- и теплоснабжающей подсистемами гораздо сильнее, чем в «большой» энергетике. Например, переход от варианта теплоснабжения от ТЭЦ к варианту теплоснабжения от электрокотельной может существенно увеличить суммарный объем электропотребления и кардинально изменить оптимальный вариант генерации электроэнергии. Исходя из этого, для оптимизации развития и управления режимами автономных систем целесообразно использовать единую модель, включающую подсистемы электро- и теплоснабжения. В работе [203] такой подход к моделированию и исследованию автономных энергетических систем рассмотрен на примере Магаданской энергосистемы. Для построения единой математической модели использовался программно-вычислительный комплекс СМПП, для которого были разработаны модели ТЭЦ, ГЭС, котельных, тепловых и электрических магистралей и т.д. Поскольку в состав Магаданской энергосистемы входит Колымская ГЭС с водохранилищем сезонного регулирования, проводилась оптимизация долгосрочных режимов работы энергосистемы. Продолжительность расчетного периода принималась равной циклу регулирования ГЭС. Этот период разбивался на несколько интервалов. Для каждого интервала назначался один представительный режим. На основании таких оптимизационных расчетов для сопоставляемых вариантов развития энергосистемы определялись расходы топлива источниками электроэнергии и тепла.

Притоки воды в водохранилища ГЭС в различные моменты времени являются случайными величинами, также случайными величинами являются среднемесячные температуры наружного воздуха, на основе которых определяются расходы тепла на отопление. Очевидно, что работа системы происходит при случайном характере части условий функционирования, причем чем дальше отстоит рассматриваемый интервал времени от начала расчетного периода, тем выше неопределенность условий функционирования (например, разброс суммарного притока воды в водохранилище с начала расчетного периода). Для представления множества сочетаний условий функционирования системы на различных временных интервалах удобно использовать специальное дерево сочетаний условий функционирования энергетической системы. Каждая ветвь такого дерева относится к одному интервалу времени, причем ей соответствует некоторое сочетание условий функционирования на этом интервале (например, величина притока воды). Каждой вершине соответствует некоторое состояние расходуемых ресурсов (например, запасы воды в водохранилищах ГЭС). Каждой выходной ветви вершины соответствует условная вероятность реализации соответствующих условий. Сумма условных вероятностей ветвей, выходящих из одной вершины, равна 1.

Поскольку величина запасов расходуемых ресурсов в начальный момент известна, корневой вершине дерева в соответствие ставится вероятность, равная 1. На основе этого для всех ветвей и вершин дерева могут быть определены вероятности реализации. Структура дерева определяет связь между режимами по запасам расходуемых ресурсов. Это позволяет выполнить согласованную оптимизацию режимов энергосистемы, относящихся к разным временным интервалам и разным сочетаниям условий функционирования. Для каждого режима назначаются оптимизируемые параметры (электрические мощности электростанций и тепловые мощности источников тепла), ограничения-неравенства (на минимальную и максимальную электрические мощности электростанций; на максимальную пропускную способность линий электропередачи и тепловых магистралей; на максимальную теплопроизводительность источников тепла и др.).

В качестве целевой функции используется математическое ожидание суммарной стоимости расхода топлива за расчетный период.

Поскольку производительность вычислительной техники в 1998–2000 гг., когда разрабатывалась методика и решались практические задачи, была недостаточна для выполнения согласованной оптимизации с использованием подробных математических моделей энергетической системы, эта оптимизация проводилась в два этапа. На первом проводилась оптимизация отдельных режимов. В качестве целевой функции использовалась сумма стоимостей топлива потребляемого элементами системы и стоимостей энергии ГЭС. Проводилось несколько оптимизационных расчетов, в которых цена энергии ГЭС изменялась от 0 до величины наибольшей, среди ТЭС, энергосистемы, топливной составляющей себестоимости единицы электроэнергии. В результате получались «базовые» режимы с различным уровнем загрузки ГЭС от минимально до максимально возможного.

При согласованной оптимизации показатели текущего режима (мощности ТЭЦ, ГЭС, расходы топлива элементами системы и др.) определялись как выпуклые линейные комбинации соответствующих показателей «базовых» режимов. Роль оптимизируемых параметров выполняли при этом коэффициенты разложения показателей текущего режима по показателям «базовых» режимов. Собственно расчетов режимов энергосистемы при этом не проводилось. Это позволило решать достаточно сложные задачи согласованной оптимизации. Правда, решение получалось ценой значительного усложнения всего оптимизационного процесса и ценой некоторого снижения его точности, поэтому при увеличении производительности вычислительной техники целесообразно отказаться от двухэтапного процесса оптимизации и использовать подробную модель энергосистемы непосредственно при согласованной оптимизации ее режимов.

Пятый этап. Поскольку существенная часть работ, проводимых на этом этапе, еще не завершена, то далее дается лишь краткое указание направлений, в которых ведутся исследования.

- Автоматизация математического моделирования. Ведется разработка новой версии системы машинного построения программ, ориентированной на современные возможности вычислительной техники и систем программирования. Планируется, что автоматизацией будет охвачено не только построение программ расчета технологических схем, но и построение подпрограмм расчета отдельных элементов и процессов. Предполагается использование современных баз данных, а также организация работы пользователя СМПП в компьютерной сети.

- Разработка методов и алгоритмов оптимизации. Основные усилия направлены на распараллеливание вычислительных процессов, что позволяет сократить время решения задач оптимизации ТЭУ и увеличить их размерность. Особенно актуально это при оптимизации параметров ТЭУ с учетом переменных условий работы и оптимизации состава работающего оборудования ТЭЦ.

- Оптимизация режимов работы ТЭЦ. Создается и в значительной мере уже создан [204] программно-вычислительный комплекс оптимизации режимов работы ТЭЦ, охватывающий такие виды работ, как настройка математических моделей котлов и турбин по результатам замеров, оптимизация непрерывных параметров ТЭЦ, оптимизация состава работающего оборудования, определение незамеряемых параметров энергоблоков, котлов и турбин, а также показателей работы (КПД, удельные расходы топлива) по результатам замеров в режиме, близком к режиму реального времени.

- Математическое моделирование и оптимизация динамических процессов основного оборудования ТЭС. Разработаны динамические модели элементов котельных агрегатов. Динамическая модель парового котла автоматически строится с помощью СМПП. Даны постановки задач оптимизации переходных процессов в котельных агре-

гатах, разработаны алгоритмы и программы для их решения [205]. Суть подхода состоит в сведении задачи оптимального управления к последовательности задач линейного и нелинейного программирования. Разрабатывается динамическая модель паротурбинного энергоблока. Предполагается сформулировать оптимизационные задачи управления процессом изменения нагрузок энергоблока и решать их с использованием разработанных алгоритмов и программ.

• Исследование энерготехнологических установок. Выполнены работы по исследованию ЭТУ (производства СЖТ или водорода и электроэнергии) с извлечением CO_2 из продуктов газификации и сгорания [206, 207]. Проведено математическое моделирование и оптимизация ЭТУ производства сжиженного природного газа и электроэнергии с извлечением гелия. Дана оценка дополнительных затрат на извлечение гелия [208]. Ведутся работы по моделированию и оптимизации систем очистки продуктов газификации на основе «Ректизол» процесса. Для выполнения этих исследований потребовалось моделирование криогенных процессов и аппаратов. Разработан эффективный метод расчета термодинамического равновесия двухфазных (парожидкостных) многокомпонентных смесей. Хорошая сходимость метода обусловлена тем, что расчет равновесия сводится к решению последовательности задач одномерной минимизации функции Гиббса.

• Исследования теплофикационных ПГУ. Создаются математические модели газовых турбин с поступенчатым расчетом проточной части, включающим расчет систем охлаждения рабочих и сопловых лопаток. Это позволит оптимизировать параметры систем охлаждения, а также схемные решения, связанные с этими системами.

• Паротурбинные энергоблоки на твердом топливе. Предполагается выполнить исследования установок большой мощности на суперсверхкритические параметры острого пара и малой мощности для мини-ТЭЦ. При этом планируется уделить внимание детальной оценке капиталовложений в отдельные элементы.

• Исследование комбинированных теплопроизводящих установок с парокомпрессионными тепловыми насосами. Предполагается выполнить схемно-параметрическую оптимизацию установок, использующих в качестве низкопотенциального источника тепла воду открытых водоемов с температурой до 4–5°C.

• Разрабатывается метод и программно-вычислительный комплекс оптимизации длительных режимов энергосистем, имеющих в своем составе ТЭЦ с различными видами тепловой нагрузки и ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования. При этом учитывается случайный характер боковой приточности воды в водохранилища ГЭС.

2.5. Системное сопоставление энергетических технологий

Как было показано в разд. 2.1, системное сопоставление технологий является одним из этапов прогнозных технологических исследований в энергетике. При этом оно, с одной стороны, выступает обобщением для предшествующих стадий прогнозного анализа, с другой – является последним этапом прогнозного анализа, на котором рассматриваются объективные технико-экономические свойства технологий. Последующие этапы, предполагающие выбор приоритетных технологий и выработку технической политики, уже подразумевают принятие волевых решений с учетом социальных и политических факторов. В силу того что для последних характерна высокая доля субъективизма, заключительные этапы прогнозного анализа технологий должны выполняться в тесном взаимодействии с лицами, непосредственно принимающими решения в соответствующей области. В данном разделе обсуждаются некоторые результаты исследова-

ний, выполненных Институтом систем энергетики в области системного сопоставления технологий распределенной генерации энергии. Кроме того, кратко рассмотрены некоторые проблемы на пути выработки сбалансированной научно-технической политики страны, определяющие спрос на системное сопоставление энергетических технологий.

Технологии распределенной генерации энергии. Исследование технологий и систем распределенной генерации энергии стало доминантой в рамках проводимых в ИСЭМ СО РАН исследований энергетических технологий с 2002 г. В тот момент стало очевидно, что системы распределенной генерации энергии по установленной мощности могут составить в развитых странах конкуренцию «большой» энергетике и что Россия сильно отстает от зарубежных стран по масштабам распространения технологий малой энергетики. Последнее обстоятельство выглядело особенно нерационально на фоне низкой плотности энергетических нагрузок на большей части ее территории. В этой связи были выполнены работы по оценке факторов, сдерживающих распространение соответствующих технологий в России. В период с 2003 по 2007 г. исследования велись, главным образом, силами отдела НТП в энергетике, однако в 2008 г. выполнено обширное системное сопоставление, в котором были задействованы практически все подразделения института. Работа выполнялась в тесном контакте с ИНЭИ РАН.

В общем случае «распределенная» генерация есть выработка электроэнергии по месту ее потребления. При распределенной генерации исключаются потери (и затраты) на передачу энергии. Подразумевается наличие множества потребителей, которые производят тепловую и электрическую энергию для собственных нужд, направляя их излишки в общую сеть. Наиболее обоснованным определением является следующее: производство электроэнергии на уровне распределительной сети или на стороне потребителя, включенного в сеть [209]. Необходимость введения четкого определения обусловлена назревшими в России и за рубежом потребностями нормативно-правового обеспечения развития систем распределенной генерации энергии.

В силу ряда привлекательных свойств, системы распределенной генерации энергии рассматриваются как основа для новой парадигмы развития мировой энергетики. В числе таких свойств называют (1) повышение энергетической независимости потребителей; (2) сглаживание пиковых нагрузок; (3) снижение уровня необходимого резервирования мощности; (4) минимизацию транспорта энергоносителей; (5) сокращение потерь при транспорте вторичных энергоносителей; (6) возможность использования местных энергоресурсов.

Вследствие нечеткого определения распределенной генерации ее современную долю оценивают по-разному. В мировой выработке электроэнергии доля распределенной генерации оценивается в 7 %. С ростом суммарной установленной мощности, имевшим место в начале XXI в., это значение сохранилось постоянным [210]. В теплоснабжении доля распределенной выработки энергии выше. Так, в России, с учетом локальных систем и индивидуального отопления, доля распределенной генерации составляет около 50 %. В целом особенности российской энергетики указывают на высокую актуальность распределенной генерации в стране. Для России характерны низкая плотность энергетических нагрузок, большая протяженность коммуникаций, повышенные требования к надежности энергоснабжения вследствие климатических условий. Кроме того, на внутреннем рынке происходит постоянный рост цен на энергоносители, обусловленный дисбалансом между внутренними ценами и ценами мирового рынка. С реформой в сфере электроэнергетики и жилищно-коммунального хозяйства неизбежен переход к поузловому методу расчета тарифов как на электрическую, так и на тепловую энергию, который в большей степени отвечает фактической структуре затрат и исключает перекрестное субсидирование. В результате следует ожидать существенного роста затрат на энергоснабжение у потребителей «на концах сети», удаленных и мелких.

Соответственно становится привлекательной перспектива замещения дорогостоящих энергоносителей более дешевыми, включая местные энергоресурсы. Уже сейчас системы централизованного электроснабжения охватывают не более 30 % территории России.

К особенностям распределенной генерации следует отнести большое разнообразие технологий, в связи с которым встают вопросы согласования графиков нагрузки, совместной работы энергоисточников в сети и другие. Меньшая единичная мощность установок распределенной генерации влечет увеличение доли капитальных и эксплуатационных затрат, зависящих от места расположения энергоисточника. В той или иной мере эти и другие вопросы уже рассматривались разными исследователями. Имеются работы по анализу современного состояния технологий [210, 15], в том числе в разрезе стран и регионов [211]. Рассматривались перспективы развития энергетических технологий [15, 212], а также технические, экономические и правовые условия развития децентрализованных систем энергоснабжения [213]. В этих работах создан существенный задел для системного сопоставления перспективных технологий.

Методика исследования включила следующие этапы: (1) оценка ресурсов первичных топливно-энергетических ресурсов; (2) определение свойств систем распределенной генерации энергии и требований к технологиям в их составе; (3) анализ технических, технико-экономических и экологических свойств технологий получения тепла и электроэнергии, влияющих на их востребованность рынком; (4) исследование характеристик надежности и стоимости энергоснабжения при эксплуатации технологий у различных групп потребителей. Потенциальные потребители технологий распределенной генерации энергии были классифицированы по основаниям уровня мощности и графика потребления энергии.

В исследовании были задействованы более шестидесяти сотрудников ИСЭМ. Г.В. Агафонов, Н.И. Илькевич, Е.П. Майсюк, Т.А. Ходос и другие изучили ресурсную базу для распределенной генерации в России. Большой коллектив был привлечен для оценки технико-экономических характеристик отдельных технологий, рынка оборудования и «окон возможностей» для каждой из них. Н.И. Воропаем и Д.Н. Ефимовым рассмотрены вопросы совместной работы распределенных генераторов в электроэнергетических сетях. О.В. Марченко, А.М. Клер и их коллеги исследовали влияние графиков нагрузок у различных групп потребителей на выбор технологии генерации энергии.

Оказалось, что основными препятствиями выступают нетехнические факторы: высокая инерционность отечественного энергетического машиностроения (отчасти обусловленная отсутствием в стране так называемого инновационного пояса – проектных и внедренческих предприятий), отсутствие адекватной нормативной правовой базы, низкий уровень тарифов на тепловую и электрическую энергию (по сравнению с ситуацией за рубежом). В отношении ряда технологий выявились и конкретные технико-экономические ограничения.

Обнаружились пробелы в части правового регулирования в сфере малой энергетики. Кроме чисто правовых проблем, оказалось, что в стране отсутствует достоверная информация, которая отражала бы современную роль малой генерации в электроэнергетике России и могла бы служить информационной основой для принятия нормативных актов [214]. Так, по данным официальной статистики, суммарная установленная мощность генерирующих установок единичной мощностью до 25 МВт в 2007 г. составила 11,75 ГВт(э), а ее прирост с 2002 по 2007 г. составил 2,3 ГВт(э). При этом по данным Федеральной таможенной службы РФ, в этот же период импорт оборудования для малой энергетики возрос более чем на порядок и превысил 13,4 ГВт. Эта величина не учитывает производство оборудования внутри страны. В большой энергетике, опять же в 2002–2007 гг., суммарный объем вводов по данным ЦДУ ТЭК составил 9,7 ГВт. Таким образом, налицо многократное расхождение официальных статистических данных

с действительностью, что абсолютно неприемлемо для выработки государственной технической политики и управления развитием сферы малой энергетики.

При выборе направлений развития конкретных энергосистем ключевыми обстоятельствами оказываются наличие либо отсутствие на рассматриваемой территории систем централизованного электро- и газоснабжения. Наиболее сложным выбор технологии энергоснабжения становится в случаях, когда отсутствуют обе эти системы. Стандартных решений в этой ситуации не существует, конкурируют между собой большое число альтернативных вариантов, а удельные затраты оказываются значительными. Рассмотрим механизм конкуренции технологий на примере абстрактного потребителя электроэнергии, нагрузка которого может быть покрыта за счет ДЭС мощностью 500 кВт(э) (рис. 2.23). Выбор оптимальной технологии для такого потребителя определяется экономически оправданным радиусом транспорта энергоносителей от промышленно развитого центра (L_1) и от источника местного топлива (L_2). При этом поставка энергоносителей может осуществляться круглогодично (варианты A–D на рис. 2.23) или сезонно (варианты E1 и E2). Местное твердое топливо в газогенераторе перерабатывается в горючий газ, который сжигают в двигателе существующей ДЭС.

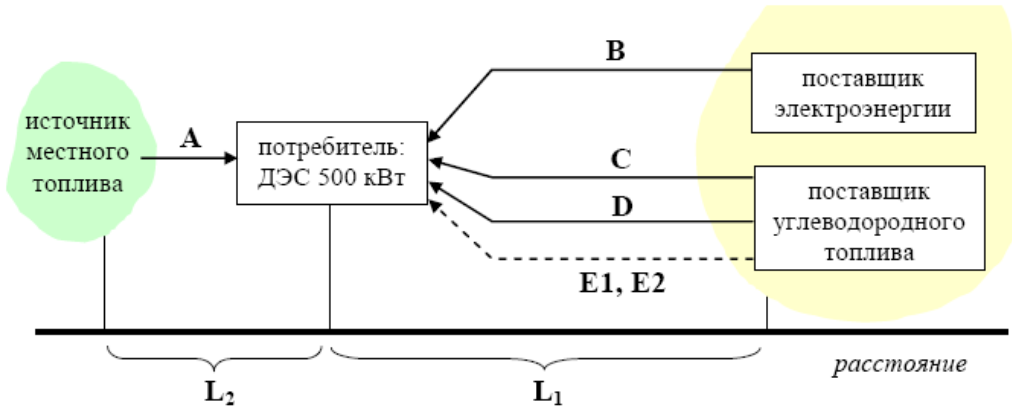


Рис. 2.23. Экономически оправданный радиус транспорта энергоносителей.

Результаты расчетов, выполненных для такого потребителя в условиях Восточной Сибири, представлены на рис. 2.24 и 2.25. Варианты энергоснабжения, подразумевающие сезонную поставку газообразного (E1) или дизельного (E2) топлива, рассчитаны для двух подвариантов: $L_2 = 3$ км и $L_2 = 100$ км. В стоимость электроэнергии от централизованной сети (вариант B) включена стоимость технологического присоединения, отпускная цена электроэнергии принята на уровне 1 руб./кВт·ч. Поставка углеводородного топлива осуществляется автомобильным транспортом. Себестоимость местного топлива включает его заготовку, транспортировку, необходимость прокладки дополнительных дорог: 1 дол./ГДж при $L_2 = 10$ км или менее, 2,7 дол./ГДж при $L_2 = 100$ км или более, линейное изменение – внутри указанного интервала.

На рис. 2.24 можно увидеть, что ни одна технология не выдерживает конкуренции, если имеется возможность подключения данного потребителя к централизованной электрической сети в пределах 30 км. При большем расстоянии, с переходом сети на уровень напряжения 35 кВ, газогенераторный вариант A становится примерно равноэкономичным с централизованным электроснабжением. Использование сетевой электроэнергии на уровне напряжения 110 кВ нерационально даже по сравнению с привозным углеводородным топливом. При ограниченных возможностях топливоснабжения из местного источника газогенераторный вариант A всегда оправдан для частичного замещения дизельного топлива, а для замещения газового – при расстоянии $L_2 = 60$ км

или менее. Влияние величины присоединенной нагрузки у потребителя и отпускной цены электроэнергии от централизованной сети на себестоимость энергии отражены на рис. 2.25.

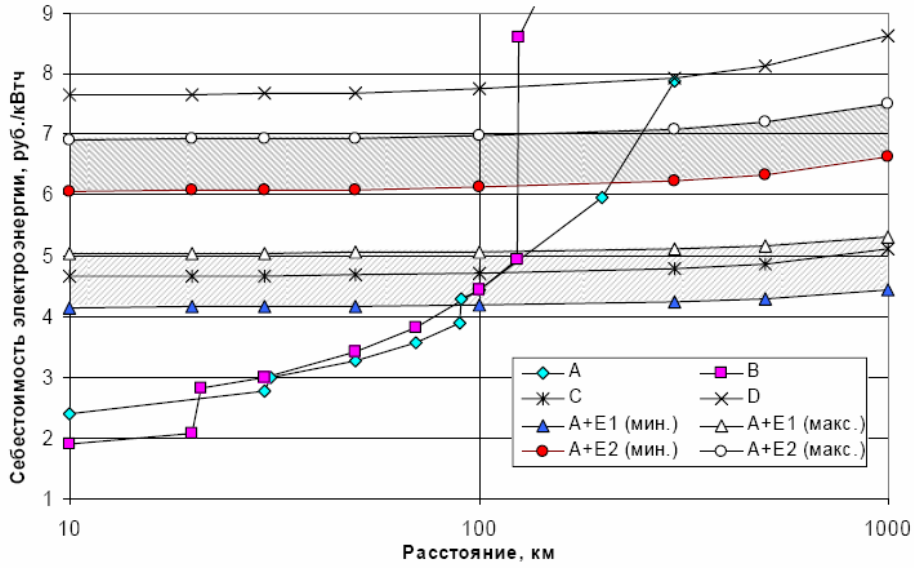


Рис. 2.24. Конкуренция технологий малой энергетики: результаты расчета.

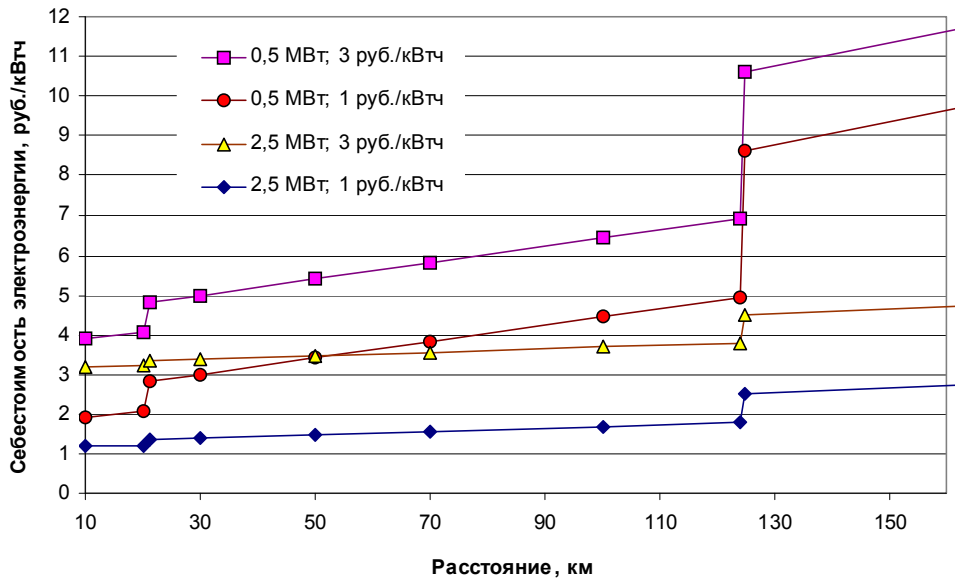


Рис. 2.25. Влияние величины нагрузки и цены сетевой электроэнергии на себестоимость.

На основе подробного сопоставления факторов, значимых для проникновения соответствующих технологий и энергоносителей на рынок, либо расширения их рыночной доли, были определены «окна возможностей» для каждого из них. Под «окном возможностей» понимается совокупность существенных условий, наиболее благоприятных

для достижения указанной цели. Ниже приведены данные об эффективных областях применения некоторых из рассмотренных технологий в условиях России.

1. Газопоршневые электростанции могут быть эффективно внедрены во всех случаях, когда (а) имеется возможность поставок газового топлива и (б) присоединенная нагрузка не превышает несколько мегаватт. Их маневренность и стоимость получаемой энергии оказываются приемлемыми, чтобы организовать устойчивое энергоснабжение без привлечения других источников энергии в качестве пиковых или резервных. К таким случаям относятся объекты энергоснабжения в зоне централизованного газоснабжения, а также в зоне нефтяных промыслов. В последнем случае топливом может служить попутный нефтяной газ.

2. Газотурбинные установки могут эффективно применяться при наличии (а) централизованного газоснабжения и (б) суммарной присоединенной нагрузке потребителей более 300 кВт(э). ГТУ также могут работать как в базисной, так и в пиковой части графика. Турбины меньшей единичной мощности пока не конкурируют с альтернативными технологиями по своей стоимости, однако могут представить интерес на концах распределительной электрической сети в случае, когда (а) распределительная сеть имеет ограничение пропускной способности и (б) установка используется в качестве телеуправляемого пикового источника.

3. Топливные элементы могут найти применение в качестве индивидуальных (домовых) источников электроснабжения в городах, где (а) исчерпана пропускная способность электрических сетей и (б) имеется централизованное газоснабжение. Кроме того, перспективной нишей для использования топливных элементов будут индивидуальные энергоустановки мощностью менее 30 кВт, т.е. в диапазоне, где использование поршневых двигателей затруднено. Потенциальным рынком являются также объекты, допускающие использование дорогостоящих энергоустановок с высоким электрическим КПД: (а) источники бесперебойного питания больниц, узлов связи, аэропортов, банков, пенитенциарных учреждений; (б) мобильные источники подразделений ГОиЧС; (в) основные источники военных узлов связи, станций космического слежения, наземных средств радионавигации.

4. Прямое сжигание биомассы эффективно при (а) наличии дешевых ресурсов топлива, например, в случае использования отходов лесопереработки и деревообработки, а также в случае (б) отсутствия или высокой стоимости электроэнергии от централизованной сети и (в) отсутствия централизованного газоснабжения. При индустриальной заготовке древесного топлива мощность обеспечиваемой нагрузки ограничена уровнем не выше 5 МВт(э). Это ограничение обусловлено рациональным радиусом транспортировки топлива, который для лесных территорий составляет около 30–34 км.

5. Газификация биомассы с получением электроэнергии хорошо подходит для электроснабжения объектов, (а) имеющих ограниченный доступ к сетям централизованного электро- и газоснабжения, (б) нагрузку не выше 5 МВт(э), а также (в) при наличии ресурсов топлива. Для получения тепла газификация применима только в случае, когда синтез-газ используется в горелках промышленных печей вне зоны централизованного газоснабжения.

6. Производство гранулированного биотоплива может использоваться в условиях, когда (а) имеются ресурсы биомассы и (б) биотопливо предназначается на экспорт.

7. Прямое сжигание низкосортных углей лучше всего подходит для энергоснабжения потребителей, (а) расположенных вне зоны централизованного газоснабжения и (б) имеющих присоединенную нагрузку на уровне 1,5 МВт(э) и выше.

8. Газификация низкосортных углей представляет интерес, когда получаемый газ используется в горелках промышленных печей, например, для обжига кирпича или производства цемента. Для получения электроэнергии газификацию угля следует рас-

сматривать только в трех случаях: (а) качество угля не позволяет организовать его прямое сжигание, (б) отсутствуют иные источники энергии и (в) выработка электроэнергии сочетается с производством кокса. «Окно возможностей» для данной технологии расширится с принятием законодательных ограничений на выбросы CO_2 – за счет меньшей удельной стоимости улавливания CO_2 при газификации по сравнению с прямым сжиганием угля.

9. Применение твердых бытовых отходов для производства энергии имеет смысл только (а) в городах с численностью населения 100 тыс. человек и выше; (б) при невозможности захоронения отходов; (в) при условии изменения системы обращения с отходами, включая повышение платы за утилизацию. Внедрение технологии термической переработки ТБО на всякой данной территории начинается с политического решения администрации города.

10. Ветровые энергоустановки могут внедряться на территориях со среднегодовой скоростью ветра более 5 м/с и должны работать в единой системе с маневренными дублирующими энергоустановками, имеющими непрерывный режим работы и выполняющими функцию регулятора частоты и мощности. Предпочтительным местом для размещения ветровых установок в России выступают побережья морей и океанов.

11. Солнечные термодинамические электростанции могут располагаться в районах, характеризующихся (а) большим числом дней солнечного сияния, например, юг Европейской России; (б) высокой стоимостью ископаемого топлива. Нуждаются в дублировании за счет других энергетических источников. Неконкурентоспособны по стоимости с традиционными технологиями получения энергии без дотаций.

12. Фотоэлектрические установки также нуждаются в дублировании другими энергоисточниками и могут найти применение (а) у индивидуальных потребителей; (б) в удаленных и изолированных районах; (в) при совместной работе с аккумулирующим устройством. Без дотаций не конкурируют по стоимости с традиционными технологиями получения энергии. Примером области эффективного применения является энергообеспечение оборудования связи в малонаселенной местности.

13. Малые гидроэлектростанции эффективны при наличии рек с достаточным падением, за исключением перемерзающих на длительное время. Могут успешно применяться для энергоснабжения сельских населенных пунктов, особенно в горных и холмистых районах умеренного пояса. Не имеют конкурентов по стоимости производимой энергии.

14. Тепловые насосы имеют наилучшие условия внедрения при (а) центральном отоплении за счет тепла бытовых и промышленных стоков; либо (б) теплоснабжении отдельных зданий, расположенных вблизи водоемов или в местностях с неглубоким расположением водоносного горизонта. Приоритетным объектом для внедрения тепловых насосов является новое строительство жилых и общественных зданий. Экономика тепловых насосов улучшается, если они используются для тригенерации и замещают кондиционеры, эксплуатируемые в летнее время.

15. Малые атомные электростанции имеют наиболее благоприятные условия для внедрения в удаленных местностях, снабжаемых привозным органическим топливом. Пример эффективного применения – плавучие электростанции на реках для энергоснабжения городов в зоне северного завоза, в особенности – за полярным кругом. Приоритетным объектом для энергоснабжения выступают предприятия военно-промышленного комплекса и воинские части, обеспеченные развитой системой охраны.

16. Водородное топливо может найти применение при создании развитой инфраструктуры поставки, хранения и использования. Наиболее вероятными объектами для перевода на водородное топливо выступают водный и железнодорожный транспорт, затем городской общественный транспорт и лишь в последнюю очередь прочий авто-

мобильный транспорт. Эффективное применение водорода в стационарной энергетике возможно при аккумулировании избыточной электроэнергии от ветровых энергоустановок в периоды, когда пики производства и потребления энергии не совпадают.

17. Метанол может применяться в качестве топлива в системах децентрализованного электроснабжения в городах с неблагоприятной экологической обстановкой при замещении угольных мощностей.

18. Диметиловый эфир может использоваться на существующем дизельном автотранспорте без существенных изменений в системе топливоснабжения населенных пунктов. Приоритетными местами для перехода на диметиловый эфир являются крупные города с высокой загазованностью выбросами автотранспорта (проблема пробок), а приоритетными секторами его использования выступают внутригородской общественный и грузовой транспорт.

Показатели конкурентоспособности перспективных технологий малой энергетики определяются не только условиями, в которых эти технологии применяются, но и совершенствованием собственной энергетической и экономической эффективности. Так, важным при выборе приоритетных направлений развития технологий малой энергетики оказывается фактор НТП, а именно снижение издержек по мере освоения технологии. В качестве примера на рис. 2.26 и 2.27 показаны результаты расчетов перспективной стоимости энергоустановок различных классов для единичной мощности 3 МВт(э). Наибольшими темпами снижения удельной стоимости установленной мощности характеризуются технологии на базе топливных элементов (см. рис. 2.26). При использовании твердых топлив с топливными элементами применяются газификация и высокотемпературные элементы типа SOFC и MCFC. Вместе с тем такие технологии на отрезке до 2030 г. еще не смогут конкурировать по цене с парогазовыми установками, ПТУ и ГТУ на твердом топливе (см. рис. 2.26).

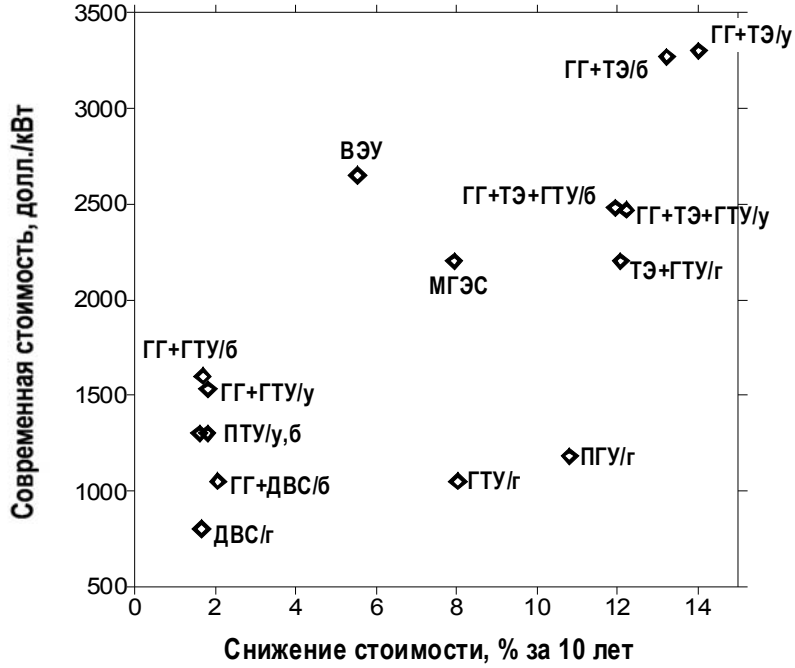


Рис. 2.26. Показатели НТП в области малой энергетики: ДВС – двигатель внутреннего сгорания; ГГ – газогенератор; ТЭ – топливный элемент; ВЭУ – ветроэнергетическая установка; МГЭС – малая ГЭС; у – уголь; г – природный газ; б – растительная биомасса.

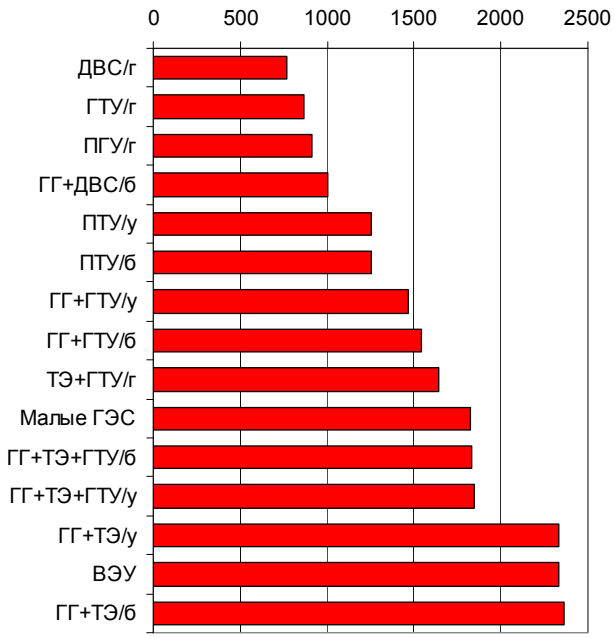


Рис. 2.27. Оценка удельной стоимости альтернативных технологий получения электроэнергии при уровне единичной мощности 3 МВт(э) в 2030 г., дол./кВт(э).

В долгосрочном прогнозе до 2030 г. основными конкурирующими технологиями малой генерации оказываются следующие: при наличии природного газа – газопоршневые двигатели и ГТУ, в том числе микро ГТУ; при отсутствии природного газа – биогаз с ДВС, газификация биомассы с ДВС, прямое сжигание биомассы в сочетании с двигателем внешнего сгорания, а также комплексы в составе солнечных, ветровых или малых гидравлических установок в сочетании с ДВС, накопителями энергии или газогенераторными электростанциями.

Системное сопоставление как элемент прогнозирования развития технологий. Прогнозирование в сфере энергетических технологий невозможно без учета институциональной среды, в которой происходит их развитие. Под институциональной средой технического развития следует понимать совокупность условий и ограничений развития техники и технологий, не связанную непосредственно с техникой и ресурсами, но формируемую управленческими решениями множества субъектов, включая государство, бизнес, разработчиков новых технологий, эксплуатирующие организации и др. Изучение институциональной среды технического развития – часть системных технологических исследований в энергетике, необходимая для уяснения существующих механизмов и критериев выбора приоритетных технологий, а также механизмов конкуренции технологий на этапе их разработки. Цель этих исследований отнюдь не сводится к разработке механизмов инновационной деятельности. Основной вопрос – как сделать научно-техническое развитие управляемым. Особенность данной сферы общественных отношений – тесная взаимосвязь техники и права, взаимное влияние которых значительно возросло в условиях глобализации экономических отношений.

Институциональная среда технического развития существовала всегда, однако в конце XIX в., наверное, не было сколько-нибудь продолжительного периода, в течение которого она оставалась бы неизменной. Вместе с тем можно выделить некоторые этапы в ее развитии. Во-первых, этапом явилось формирование международной патентной системы, начавшееся с принятия в 1883 г. Парижской конвенции [215]. Важным рубе-

жом стало огосударствление науки после Первой мировой войны. В этот период основные научные исследования в ведущих странах мира перемещаются из университетов в государственные научные институты. Соответственно, государство стало основным заказчиком НИОКР, придя на смену частным предприятиям. Пик огосударствления пришелся на конец 1930-х – начало 1950-х годов под влиянием крупных оборонных заказов, включая атомные и ракетно-космические. Конец 1940-х годов считается точкой отсчета научно-технической революции, в ходе которой наука стала одним из ключевых факторов экономического роста. К началу 1950-х годов относятся первые, выполненные на Западе, прогнозные исследования технологий, включая технологии энергетики. Начиная с 1960-х годов основные научные исследования во многих областях, как прикладных, так и фундаментальных, начали перемещаться за рубежом в исследовательские подразделения крупных корпораций, прежде всего транснациональных. В настоящее время в большинстве развитых стран мира сложились сбалансированные инновационные системы, обеспечивающие согласование научно-технической политики и приоритетов НТП с участием государства, науки, бизнеса и институтов гражданского общества [216].

В СССР скоординированное управление НТП началось, если не считать военных разработок, в 1948 г. с создания Государственного комитета Совмина СССР по внедрению передовой техники в народное хозяйство (Гостехника СССР) – предшественника современного Министерства образования и науки РФ. В первые годы существования Гостехники ее основной задачей были анализ и внедрение техники, технологий и патентов, приобретенных СССР на освобожденных территориях и в особом порядке [217]. Функции образованного на базе Гостехники в 1957 г. ГКНТ СССР формулировались уже более привычно: определение основных направлений развития науки и техники, организация внедрения открытий, изобретений и результатов исследований. С 1973 по 1990 г. ГКНТ разрабатывал Комплексные программы НТП СССР прогнозом на 20 лет. Комплексные программы разрабатывались раз в 5 лет, за 2 года до принятия пятилетнего плана. Аналогичные программы разрабатывались для СЭВ, стран-членов СЭВ, а также двусторонние программы между этими странами. На рубеже 1990-х годов практика разработки комплексных программ была признана ГКНТ неудовлетворительной. Ее недостатками явились ведомственная направленность и недостаточное межотраслевое взаимодействие, несогласованность информационного обеспечения, чрезмерное влияние авторитета отдельных отраслевых экспертов, оторванность от экономики [218]. В этой связи была предпринята попытка реорганизации системы научно-технического прогнозирования в рамках разработки Комплексного прогноза социально-экономического и научно-технического развития СССР до 2015 г., которая не была доведена до логического завершения в связи с фрагментацией СССР.

В разработке Комплексных программ НТП было задействовано большое число отраслевых и академических НИИ, включая СЭИ СО АН СССР. Ключевыми разработчиками являлись ЦЭМИ и выделенный из него в 1986 г. Институт экономики и прогнозирования научно-технического прогресса АН СССР (в настоящее время – Институт народнохозяйственного прогнозирования, ИНП РАН). В 1990-х годах спрос со стороны государства на прогнозы научно-технического развития сильно сократился, что можно объяснить только «детскими болезнями» отечественной рыночной экономики. С 2000 г. спрос на прогнозные технологические исследования начал восстанавливаться. Более чем десятилетний перерыв в спросе на прогнозы НТП объективно снизил потенциал научных организаций, работающих в области системных технологических исследований, однако снижение потенциала не было фатальным.

В 2003 г. по инициативе Минпромнауки РФ был выполнен широкий опрос экспертов об ожидаемых прорывах в области технологий, связанных с топливом и энерге-

тикой, до 2010 и 2025 гг., аналогичный опросам ЦЭМИ в 1983 и 1991 гг. В 2002–2006 гг. ИНП РАН по заказу Президиума РАН выполнил исследование «Прогноз технологического развития экономики России с учетом новых мировых интеграционных процессов». Одним из выводов этой работы стала констатация невостребованности инноваций со стороны экономики и высокой налоговой нагрузки конечного передела в перерабатывающих отраслях. В этом состоит любопытная особенность институциональной среды технического развития в стране: высокая налоговая нагрузка не влечет рост спроса на инновации, тогда как в разд. 2.1 уже отмечено, что НТП является средством для снижения ее влияния, таким образом, получается, что бизнес не ориентирован на долговременную перспективу. Этот вывод подтвержден независимо выполненными исследованиями: 70 % крупнейших предприятий планируют свою деятельность на период менее 7 лет и только 12 % – более 13 лет [219]. Для средних и малых предприятий эта тенденция еще более выражена. Однако винить в этом «недалеких» предпринимателей несерьезно. Мы имеем дело со взаимодействием целой совокупности управленческих решений, принятых и принимаемых различными органами государства, хозяйствующими субъектами и разработчиками технических решений. Изучение такого взаимодействия составляет важное направление в рамках системных технологических исследований, в том числе в энергетике.

В настоящее время функцию прежних комплексных программ выполняют так называемые технологические форсайты – прогнозы научно-технического развития с глубиной 15–20 лет, направленные на согласование действий бизнеса, науки, органов государственной власти и гражданского общества. Их принципиальным отличием от комплексных программ бывшего СССР является использование формализованных эконометрических индексов и метода экспертных оценок в той или иной модификации (экспертные панели, метод Дельфи, интервью и пр.). При этом итеративно задействуются достаточно обширные группы экспертов (как правило, анонимно) – от нескольких десятков до тысяч человек; математическое моделирование задействуется слабо и в основном сводится к статистической обработке экспертных оценок по заданному набору индексов (матриц влияния) [220–222]. Соответственно преимуществом форсайта является согласование противоречивых интересов, а недостатком – отсутствие, в общем случае, системного исследования ресурсных и прочих ограничений. Противопоставлять технологический форсайт системным технологическим исследованиям нельзя по нескольким причинам. Во-первых, как показано выше, экспертные оценки используются и в системных исследованиях – на стадии постановки задач. Во-вторых, обосновывая свою точку зрения, эксперты вправе привлекать и привлекают модели и методы различных типов. Наконец, форсайт можно рассматривать как механизм соотнесения весов несовпадающих критериев на этапе выбора приоритетов. Таким образом, этап системного сопоставления технологий должен предшествовать форсайту или использоваться в нем итеративно.

Форсайты разрабатываются для отдельных стран, регионов, отраслей экономики. Заказчиками форсайтов выступают национальные правительства, транснациональные корпорации, крупные компании. С 1950-х годов форсайты стали основным методом выделения приоритетов НТП в США, Франции, Германии, Великобритании, Японии и других странах. С 2001 г. UNIDO разрабатывает технологические форсайты для государств Центральной и Восточной Европы и стран СНГ, включая Россию. Региональный центр UNIDO по технологическому форсайту в России организован при ГУ Высшая школа экономики. В России такие исследования выполняются для нескольких субъектов РФ. Центр «Атом-инновации», созданный при Федеральном агентстве по атомной энергии РФ, проводит прогнозные исследования долгосрочного развития применительно к атомной отрасли, электроэнергетике, энергетическому машиностроению.

Методология форсайта официально принята в качестве основы долгосрочного прогнозирования научно-технологического развития на уровне Правительства РФ [223]. Первый такой прогноз разработан к концу 2008 г. ГУ ВШЭ в контакте с другими организациями [224]. В работе по методу Дельфи задействовано более 2000 экспертов. Тем не менее результаты были восприняты неоднозначно. Критику вызвали следующие моменты: компетентность экспертов, сильный недостаток количественных оценок, методология исследования в части использованных материалов и моделей (см., например [225]). Некоторые из выводов, полученных в рамках данного форсайта, оказались тривиальными. Очевидно, что методы и модели системных технологических исследований в данной работе не использовали. Как бы то ни было, даже качественный анализ оказался небесполезен и выявил круг ключевых факторов, учет которых необходим для управления в сфере НТП. В частности, исследование подтвердило, что одним из доминантных факторов является глобализация, т.е. усиление международного фактора в экономических и политических отношениях.

Глобализация в значительной мере меняет механизмы НТП. В первую очередь изменяются критерии эффективности при выборе приоритетных проектов – от уровня страны до уровня предприятия. На смену инвестиционному критерию (включает три составляющие: возврат инвестиций, уровень рентабельности, срок окупаемости) приходит инновационный. Последний подразумевает сохранение либо приобретение лидирующих позиций в определенном сегменте рынка на продолжительном отрезке времени. Второе важное проявление глобализации – смена субъектного состава разработчиков новых технологий, которую мы уже отметили в начале этого раздела. Она заключается в перемещении основных исследований из государственных научных организаций в исследовательские центры крупных компаний и транснациональных корпораций. Этот процесс не обязательно сопровождается формальными организационными изменениями: если корпорация привлекает к конкретному направлению исследований стороннего разработчика (подразделение государственного вуза или малую инновационную компанию), то такой разработчик оказывается тесно аффилированным с корпорацией в той или иной форме. В свою очередь, это ограничивает свободу разработчика в выборе направлений деятельности. Изменяется понятие рынка научно-технических разработок: научно-технический продукт (результат интеллектуальной научно-технической деятельности) появляется на рынке в высокой степени готовности, в виде готового изделия. Компании-лидеры в высокотехнологичных областях создают стандарты и правила, которые становятся общеобязательными для всего сегмента рынка и образуют барьеры для входа на рынок новых участников [224]. Примером может служить патентная система – чисто правовой механизм экономического соревнования, созданный в XIX в. в эпоху классического рыночного капитализма. Сегодня для успешной конкуренции на рынке технологий требуется концентрация не только денег и «мозгов», но и имущественных прав на результаты интеллектуальной научно-технической деятельности. Правовая охрана и защита последних, в свою очередь, требует значительных затрат и усиливает переток таких прав в крупные корпорации. В стоимости любого товара неуклонно растет доля нематериальной «интеллектуальной» составляющей.

Результатом указанных тенденций выступает своего рода «технологический тоталитаризм», для которого характерны: (а) резкое сокращение числа альтернативных (конкурирующих) разработок одинакового назначения; (б) смена механизмов конкуренции разработок – усиление внеэкономических факторов конкуренции; (в) общее снижение конкуренции среди разработчиков и производителей технологий. В конечном счете, победителем в конкурентном соревновании может оказаться техническое решение (технология, установка), не оптимальное с функциональной точки зрения. В этих условиях государство обречено выступать заказчиком и потребителем новых техноло-

гий. Свободный рынок не в состоянии обеспечить технологическое обновление. Об этом говорит анализ опыта либерализации «большой» энергетики в разных странах [226], но в еще большей степени это заключение применимо к технологиям небольшой единичной мощности. Мелкие потребители, в том числе частные, не занимаются НИОКР и маркетинговыми исследованиями, вместо этого они ждут, когда сосед купит эту технологию себе, чтобы затем оценить ее преимущества и недостатки. Лидирующие позиции европейских и японских компаний, занятых в разработке новых энергетических технологий, на деле достигаются активным вмешательством и интенсивной поддержкой со стороны государства.

Современную позицию российского государства в области управления инновационной деятельностью нельзя назвать сложившейся. В ИСЭМ СО РАН этот вопрос рассматривался специально [227]. Основным вопросом стимулирования инноваций справедливо считают привлечение венчурных средств, то есть высокорисковых финансовых вложений с длительным периодом возврата. В начале нового века политика российского государства в отношении венчурных инвестиций претерпела значительные изменения, почти диаметральные. Хронологическое сопоставление ряда документов президента и правительства отражают эту эволюцию: в течение 2001–2004 гг. государственная политика переменилась от ориентации на частный и зарубежный венчурный капитал к принятию государством на себя венчурных рисков по конкретным проектам в области разработки новых технологий. Очевидно, это стало результатом осознания угроз экономической безопасности страны. В соответствии с постановлением Правительства № 540 2004 г., государство оставляет за собой «выбор научно обоснованных приоритетов» научно-технического развития. При этом уместно вспомнить «всеохватный» характер первых Перечней критических технологий и фактическое отсутствие в структуре федеральных органов исполнительной власти соответствующих подразделений и специалистов (исключая сектор ВПК) для решения задачи обоснования приоритетов науки и техники, поэтому возврат к долгосрочному прогнозированию НТП, хоть пока и без системного сопоставления технологий, можно отметить как положительный тренд. В целом, если системные исследования не будут привлекаться, а выбор приоритетов будет происходить «голосованием», это неизбежно приведет к бюрократическому методу формирования государственной научно-технической политики, недостатки которого привели к отказу от Комплексных программ НТП СССР.

Можно отметить, что в настоящее время происходит восстановление взвешенного рационального подхода к выработке научно-технической политики в сфере энергетических технологий в масштабах страны. Об этом говорит, в частности, начавшийся диалог между Международным энергетическим агентством ОЭСР и Федеральным агентством по науке и инновациям РФ[1]. Результаты обсуждений, состоявшихся в рамках проведенных Роснаукой международных конференций в сентябре 2008 и в июне 2009 гг., указывают на волю государства выстроить национальную инновационную систему, способную конкурировать с ведущими инновационными системами мира. Для этого, помимо организации инфраструктуры инновационного развития, необходимо создать систему обоснования приоритетов, обеспечивающую неформальную экспертизу и позволяющую четко скоординировать действия отечественных разработчиков и производителей энергетической техники. Очевидно также, что успешной такая система станет лишь при использовании в той или иной форме потенциала системных технологических исследований.

[1] Текст данного раздела подготовлен в 2009 г. В настоящее время указанное агентство расформировано, а его функции, включая диалог с МЭА, переданы в Минобрнауки. – Прим. ред.

ГЛАВА 3. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ И УПРАВЛЕНИЕ ИМИ

3.1. Управление режимами электроэнергетических систем: теоретические основы, реализация в автоматизированных системах диспетчерского управления

Создание Единой энергетической системы СССР и проблемы управления ее режимами. Электроэнергетика нашей страны прошла в своем развитии огромный путь от первых локальных электроустановок к сооружению предусмотренных планом ГОЭЛРО первых крупных районных электростанций и объединяющих их электрических сетей, положивших начало формированию региональных электроэнергетических систем (ЭЭС), до образования Единой энергосистемы (ЕЭС) СССР. Процесс формирования ЕЭС активизировался уже в 1940-е и особенно 1950-е и 1960-е годы в связи с образованием межрегиональных объединенных энергосистем (ОЭС) и включением их на параллельную работу. В 1942 г. образована ОЭС Урала с объединенным диспетчерским управлением (ОДУ) в Свердловске. В 1944 г. в Горловке была вновь организована объединенная диспетчерская служба (ОДС) Юга, которую затем переименовали в ОДУ Юга и перебазировали в Киев. В 1945 г. для опебративного управления формировавшейся ОЭС Центра создано ОДУ Центра в Москве [1].

В 1956 г. с вводом в работу первой цепи электропередачи 400 кВ Куйбышев Москва (в последующем переведена на напряжение 500 кВ) к ОЭС Центра присоединилась на параллельную работу Куйбышевская ЭЭС. Этим было положено начало формирования ЕЭС Европейской части СССР, в связи с чем ОДУ Центра в 1957 г. преобразовано в ОДУ ЕЭС Еропейской части СССР, которое к маю 1959 г. после ввода ряда электропередач 500 кВ ЕЭС работало в составе ЭЭС Центра, Средней Волги, Предуралья и Урала. С вводом ЛЭП 500 кВ Волгоград – Москва Волгоградская ЭЭС отделилась от ОЭС Юга и вошла в состав ОЭС Центра. Во второй половине 1950-х годов завершено объединение ЭЭС Закавказья, продолжалось объединение ЭЭС Северо-Запада, началось формирование ОЭС Сибири и ОЭС Средней Азии. К концу 1960 г. в ЕЭС Европейской части СССР входили 4 ОЭС (Центра, Средней Волги, Урала, Юга), включавшие 27 ЭЭС общей мощностью 29,12 ГВт и годовой выработкой электроэнергии 153,3 млрд кВт·ч [1].

В 1962 г. на параллельную работу с ОЭС Юга по связям 220–110 кВ присоединилась ОЭС Северного Кавказа, в 1966 г. по межсистемной связи Калинин – Ленинград присоединилась на параллельную работу с ЕЭС ОЭС Северо-Запада. К концу 1970 г. в составе ЕЭС СССР работали параллельно ОЭС Центра, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Северного Кавказа и Закавказья. В 1973 г. к ЕЭС была подключена ОЭС Казахстана, а в 1978 г. – ОЭС Сибири. К концу 1980 г. суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС СССР составила 223,4 ГВт, а годовая выработка электроэнергии – 1152,7 млрд кВт·ч. В этот же период организована параллельная работа ЕЭС СССР с ЭЭС стран – членов Совета экономической взаимопомощи (СЭВ), включая ЭЭС Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, Румынии, Чехословакии и СССР, и ЭЭС Монголии с созданием в 1962 г. в Праге Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) ЭЭС этих стран. В 1969 г. на базе ОДУ ЕЭС Европейской части СССР образовано ЦДУ ЕЭС СССР [1].

Одновременно с развитием ЭЭС велась разработка методов анализа режимов систем и управления ими [2–4 и др.].

Однако существенное усложнение ЭЭС, создание ЕЭС СССР потребовали формирования новой концепции управления режимами такого крупного территориально протяженного энергообъединения на базе широкого использования математических методов и средств управления. Разработка данной концепции организована в 1967 г. в Сибирском энергетическом институте (СЭИ) СО АН СССР под руководством Л.А. Мелентьева и Ю.Н. Руденко.

В этой работе участвовали Г.Б. Левенталь, Ю.П. Сыров, А.З. Гамм, Р.И. Ивановский, Ю.С. Коновалов, И.А. Шер, В.В. Абрамов, Г.Ф. Ковалев, Г.Р. Кудряшев, В.В. Могирев, Н.А. Мурашко.

Проект новой концепции управления режимами ЕЭС СССР широко обсуждался в Министерстве энергетики и электрификации СССР и АН СССР и доработан при активном участии ведущих работников ОДУ ЕЭС Европейской части СССР, Московского энергетического института и института «Энергосетьпроект». Основные положения концепции опубликованы в серии статей [5–7].

Принципы и структура системы управления режимами ЕЭС СССР. В разработанной концепции управление эксплуатацией и развитием ЕЭС СССР рассматривалось как единый процесс [5]. Оптимальное управление развитием ЕЭС СССР заключается в определении структуры системы в динамике ее развития и в выборе принципов и средств регулирования и управления, при которых обеспечивается минимум суммарных приведенных затрат. Это дает возможности оптимального управления режимами ЕЭС СССР, которое заключается в том, чтобы в любой заданный момент времени обеспечить электроснабжение потребителей электрической энергией требуемого качества и с требуемой надежностью при минимально возможных эксплуатационных затратах в системе за рассматриваемый отрезок времени. Оптимальное управление режимами ЕЭС СССР достигается путем выбора конфигурации схемы системы, состава включенных в работу ее элементов, а также ведением режима работы.

Были сформулированы и детализированы шесть групп задач исследований по проблемам управления ЕЭС СССР, а именно:

1) научно-исследовательские работы общетеоретического характера, связанные с созданием методов управления ЕЭС СССР;

2) проектно-исследовательские работы, связанные с планированием развития ЕЭС СССР;

3) проектно-исследовательские работы, связанные с управлением режимами ЕЭС СССР;

4) научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, связанные с созданием средств управления ЕЭС СССР;

5) проектно-наладочные работы по системам управления ЕЭС СССР;

6) методические руководства, положения и руководящие указания.

Подчеркнута необходимость комплексного решения задач управления ЕЭС СССР, рассматривая ее как единый объект управления, развивающийся в пространстве и во времени.

В [6] детализированы временные этапы управления ЕЭС СССР, включая: долгосрочное прогнозирования развития системы на период 20–30 лет вперед; краткосрочное прогнозирование или перспективное проектирование развития системы на 10–20 лет вперед; перспективное планирование развития системы на 5–10 лет вперед; хозяйственно-диспетчерское управление системой в разрезе 1–2 лет; оперативное управление системой в краткосрочном разрезе до одного года. В дальнейшем по мере развития методов и средств управления и накопления опыта решения задач указанная классифика-

ция временных этапов управления уточнялась, а в части управления режимами ЕЭС СССР – конкретизировалась.

Отмечены принципиальная разноплановость задач, входящих в проблему управления ЕЭС СССР, а также различия в содержании и детализации задач не только на временных этапах, но и на различных территориальных уровнях. Таким образом, проблема управления ЕЭС СССР рассматривалась как иерархическая.

В [7] рассмотрены принципы построения и структура иерархической системы управления режимами ЕЭС СССР. Представлены их свойства в плане разделения задач разных уровней («этажей») управления, информационного обеспечения задач, детализации представления объекта управления, требований к быстродействию решения задач выработки управляющих воздействий, централизации и автономности в работе различных уровней управления. Сформулированы уровни иерархии управления режимами ЕЭС СССР, включая управление ЕЭС, ОЭС, районной (региональной) ЭЭС – РЭС, электростанцией или подстанцией (сетевым районом) – ПЭС. На нижнем уровне управления выделена технологическая иерархия задач управления от диспетчерского управления до автоматического противоаварийного, включая автоматизированные системы управления технологическим и процессами (АСУТП) объектов ЭЭС и локальные системы и устройства автоматики. Определена роль отдельных систем управления и их связь с человеком-диспетчером. Отмечена принципиальная важность адаптивности управления в иерархической системе. Представлена структурная схема системы управления режимами ЕЭС СССР (рис. 3.1 из [8]). Предложены этапы реализации системы управления режимами ЕЭС СССР.

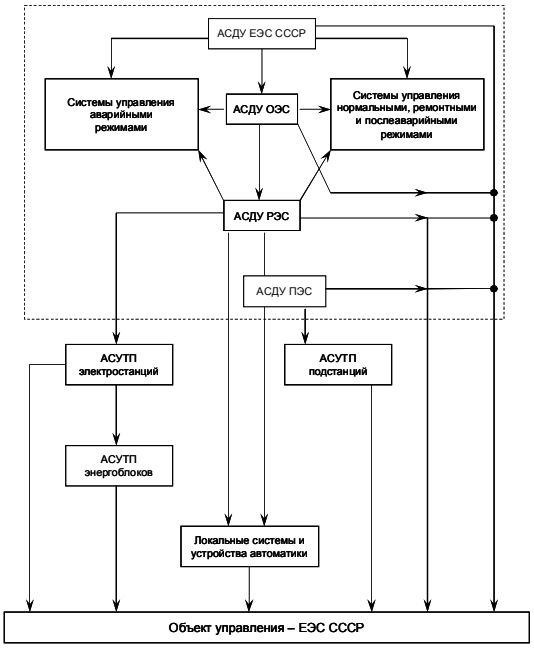


Рис. 3.1. Структура АСДУ ЕЭС СССР.

Разработанная концепция управления ЕЭС СССР была уникальной и на многие годы опередила развитие принципов управления формирующимися в то время энергообъединениями США и Канады, Западной и Северной Европы, Японии и др. [9]. Она определила развитие в последующие два десятилетия автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС СССР, эффективность которых доказана временем.

Развитие методов и автоматизированных систем диспетчерского управления ЕЭС СССР. 1970-е – 1980-е годы характеризовались активными исследованиями по разработке методов и средств АСДУ ЕЭС. Помимо СЭИ в этот процесс были вовлечены институт «Энергосетьпроект», Энергетический институт им. Г.И. Кржижановского, Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики, Сибирский научно-исследовательский институт энергетики СО АН СССР, Институт электродинамики АН УССР, Московский энергетический институт и многие другие институты и высшие учебные заведения. Активную координирующую, информационную и внедренческую роль выполняло ЦДУ ЕЭС СССР. Министерством энергетики и электрификации СССР назначен Генеральный конструктор разрабатываемой АСДУ ЕЭС СССР.

Основные направления разработок 1970–1980-х годов СЭИ (часто совместно с другими организациями) в области методов управления режимами и АСДУ ЕЭС СССР были следующими:

● уточнена классификация временных этапов диспетчерского управления ЭЭС – были выделены долгосрочное планирование режимов ЭЭС на период от месяца до года (2–3 года для ЭЭС, включающих ГЭС с многолетним регулированием стока); краткосрочное планирование режимов на сутки – неделю вперед; оперативное управление текущими режимами ЭЭС в пределах суток, осуществляемое дежурным оперативным персоналом; автоматическое управление нормальными и аварийными режимами по ходу технологических процессов [8– 3 и др.];

● разработаны эффективные методы оптимизации режимов ЭЭС на различных территориальных и временных уровнях планирования режимов и управления ими [12–16 и др.]; особую роль в этом направлении сыграли методы приведенного градиента, созданные в СЭИ Л.А. Крумом и его сотрудниками [12, 14, 16]; другой подход был реализован на основе развития градиентных методов В.М. Горнштейна [2, 12 и др.];

● выделен специальный класс задач оперативного управления ЭЭС, разработаны методы их решения [12, 17, 18], включая сформулированную в СЭИ А.З. Гаммом задачу оценивания состояния ЭЭС [19], прогнозирование параметров режима, оперативные расчеты потокораспределения, оперативную коррекцию параметров режима, определение управляющих воздействий и ряд других;

● сформулирована комплексная проблема оценки и обеспечения надежности ЭЭС [20, 21], определены задачи исследования надежности на различных территориальных и временных уровнях управления, включая задачи оперативной надежности [17, 18], а также живучести ЭЭС [9];

● разработан комплекс алгоритмов определения допустимой области управления режимами ЭЭС, включающий анализ статической устойчивости, расчет электромеханических переходных процессов, определение уставок релейной защиты и противоаварийной автоматики, расчет токов коротких замыканий, расчет внутренних перенапряжений, комплексную оценку схем электрической сети [9–12 и др.].

Важным итогом исследований этого периода стала разработка теории и методов управления режимами ЭЭС и их применение в АСДУ Единой ЭЭЭС СССР, за которую в 1986 г. коллективу авторов под руководством Ю.Н. Руденко (включая сотрудников СЭИ Н.И. Воропая, А.З. Гамма, Л.А. Крумма, М.Н. Розанова) была присуждена Государственной премии СССР в области науки и техники.

Развитие методов управления режимами ЭЭС в условиях их реструктуризации и либерализации. С 1990-х годов в институте разрабатываются новые подходы и методы управления функционированием ЭЭС по следующим направлениям:

а) изучение свойств больших ЭЭС и их учет при управлении режимами этих систем;

б) исследование новых экономических, социально-политических и международных условий и их учет при управлении функционированием ЭЭС;

в) создание новых математических моделей и методов анализа управления режимами ЭЭС на основе современных достижений математики с учетом специфики ЭЭС;

г) разработка новых информационных технологий для исследований и управления функционированием ЭЭС.

В процессе исследований по названным направлениям получены следующие результаты:

● сформулирована и исследована проблемы неоднородности структуры ЭЭС, характеризующейся наличием сильносвязанных подсистем и слабых связей между ними. Использование разработанных методов оценки структурной неоднородности открывает широкие возможности для повышения эффективности решения задач моделирования,

анализа и управления в современных ЭЭС [22]. Разработаны новые методы анализа структурной неоднородности сложных протяженных ЭЭС с использованием спектрального и сингулярного анализа [23];

● продолжены исследования динамических свойств, устойчивости и живучести структурно неоднородных протяженных ЭЭС на новой основе. Выявлены механизмы развития системных аварий и разработана технология их анализа [24]. Изучены физические основы явления лавины (коллапса) напряжения в ЭЭС [25]. Выполнен анализ эффективности средств предотвращения и развития системных аварий [26];

● сформулирована проблема высших гармоник в электрических сетях высших напряжений. Разработаны новые методы анализа высших гармоник, учитывающие физические особенности электрических сетей высших напряжений, а также методы нормализации уровня высших гармоник с использованием современных технических средств [27];

● найден новый подход к проблеме обнаружения плохих данных в телеизмерениях в ЭЭС на основе идеологии контрольных уравнений [28]. Разработаны методы анализа наблюдаемости ЭЭС и выбора мест расстановки телеизмерений [29]. Исследованы подходы к распределенной обработке информации в автоматизированных системах управления ЭЭС [30];

● получили развитие математические модели для исследования переходных процессов и устойчивости ЭЭС. Основой формирования взаимосвязанной системы математических моделей переходных процессов в ЭЭС стал метод разделения движений, позволивший получить уточненные математические модели динамики ЭЭС при алых [31] и больших [25] возмущениях;

● разработаны методы и алгоритмы расчета и анализа несимметричных режимов ЭЭС и управления этими режимами [32], методы определения допустимых режимов ЭЭС [33], адресности потоков активной и реактивной мощности в ЭЭС [34]. Получили развитие методы исследования и обеспечения надежности ЭЭС с учетом специфики рыночных условий. Создана и исследована математическая модель планирования ремонтов генерирующего оборудования в условиях многих субъектов отношений [35];

● сформулированы подходы к компромиссному управлению хозяйственно независимыми ЭЭС [36]. Выполнены исследования и даны рекомендации по моделированию рынка технических услуг в ЭЭС [37];

● создана технология формирования гибких контрактов на поставку электроэнергии и их взаимодействия с краткосрочными рынками электроэнергии [38], в том числе в ЭЭС с большой долей ГЭС. Разработан метод компромиссного планирования двусторонних контрактов на поставку электроэнергии [39];

● показаны принципы организации противоаварийного управления ЭЭС в рыночных условиях [40]. Разработаны методы координации противоаварийного управления нагрузкой и устройствами FACTS [41], АРВ-генераторов и переключением отпаек трансформаторов под нагрузкой [42];

● созданы подходы по использованию методов искусственного интеллекта для повышения эффективности решения задач оценивания состояния и управления переходными режимами ЭЭС, в том числе применение генетических алгоритмов для достоверизации телеизмерений при оценивании состояния ЭЭС [43] и настройке АРВ [44]; использование аппарата нечеткой логики для повышения эффективности АРВ [44]; применение мультиагентного подхода при оценивании состояния [45] и противоаварийном управлении [42] в ЭЭС; использование экспертных систем для поддержки решений диспетчера по восстановлению ЭЭС после крупных аварий [46];

● рассмотренные результаты стали базой для развития идеологии автоматизированных систем диспетчерского управления при использовании современных методов и

средств управления [47]. Эти результаты явились существенными заделами для формирования новой концепции координированного оперативного и противоаварийного управления современными энергообъединениями. Работа в этом направлении активно ведется в нашем институте в последнее время [48, 49].

Основы новой идеологии координированного оперативного и противоаварийного управления ЭЭС исходят из существующих закономерностей развития ЭЭС и изменения условий их функционирования, связанных с:

– увеличением масштабов ЭЭС, расширением обслуживаемых ими территорий, формированием межрегиональных, межгосударственных и межконтинентальных энергообъединений;

– децентрализацией электроснабжения в связи с расширением использования источников распределенной электрической сети;

– реструктуризацией электроэнергетики, в результате которой ее структура коренным образом отличается от технологической структуры ЭЭС как технически единого объекта и от структуры технологического управления этим объектом;

– либерализацией отношений в электроэнергетике, в результате чего возникает множество субъектов отношений с несовпадающими, часто противоречивыми интересами.

Все эти факторы существенно усложняют режимы работы ЭЭС, повышают их динамичность и непредсказуемость, увеличивают опасность тяжелых аварий с нежелательным развитием и массовыми последствиями для системы и потребителей и поэтому требуют более оперативной и адекватной реакции систем управления. Это вызывает необходимость совершенствования и развития принципов и систем управления режимами ЭЭС [48, 49], в процессе которого следует использовать:

- новые средства параметров режима ЭЭС (Phazor Measurement Unit – PMU) и управления ими (Flexible Alternating Current Transmission System – FACTS, накопители энергии и др.);
- современные средства коммуникаций, новые информационные технологии и методы искусственного интеллекта, высокоэффективные компьютерные средства, принципиально изменяющие процессы сбора, обработки, передачи, представления (визуализации) и использования информации об ЭЭС;
- эффективные математические методы теории управления в многокритериальных противоречивых условиях.

Формирование новой идеологии координированного оперативного и противоаварийного управления ЭЭС целесообразно строить на активно развиваемой в последнее время концепции Smart Grid, в наиболее общем толковании включающей следующие положения [48]:

- *в части генерации* – использование современных высокоинтеллектуальных средств контроля и управления, интеграции в ЭЭС источников возобновляемой энергии, распределенной генерации и накопителей электроэнергии с помощью, в том числе, Интернет-технологий с целью повышения надежности и экономичности производства электроэнергии и ее качества;
- *в части передающей электрической сети* – широкомасштабный мониторинг режимов и управление ими с использованием новых средств и технологий (FACTS, PMU, искусственный интеллект и др.) с целью обеспечения надежности передачи электроэнергии и управляемости электрической сети;
- *в части подстанций* – автоматизация подстанций, построенных с использованием современного электротехнического оборудования и оснащенных современными средствами и системами диагностики, мониторинга и управления на основе информа-

ционных и компьютерных технологий для обеспечения надежности и управляемости подстанций;

➢ *в части потребителей* – оснащение их высокоинтеллектуальными системами контроля и учета электроэнергии, регулирования электропотребления и управления нагрузкой в реальном времени, в том числе в аварийных ситуациях при активном участии потребителей в управлении собственным электропотреблением.

В результате современные средства измерений параметров режима ЭЭС и управления ими новые средства коммуникаций и обработки информации и др. позволят на новой основе и с существенно большей эффективностью построить один из важнейших этапов управления режимами ЭЭС – оперативное и противоаварийное управление ими.

3.2. Становление и развитие теории гидравлических цепей

3.2.1. Предмет теории гидравлических цепей

Исследования проблем управления развитием и функционированием трубопроводных и других гидравлических систем представлены широким спектром научно-методических и прикладных направлений. Данные системы отличаются своим назначением, масштабами, принципами построения, условиями функционирования и т.д. Их высокая социальная и экономическая значимость обусловливает то, что ни одна проблема развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и экономики страны, регионов, областей не может быть обоснованно поставлена и решена без ее совместного рассмотрения с вопросами развития и функционирования систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения (ТСС, ВСС, НСС, ГСС). Некоторые представители этих систем, а также возможные типы описывающих их моделей приведены на рис. 3.2.

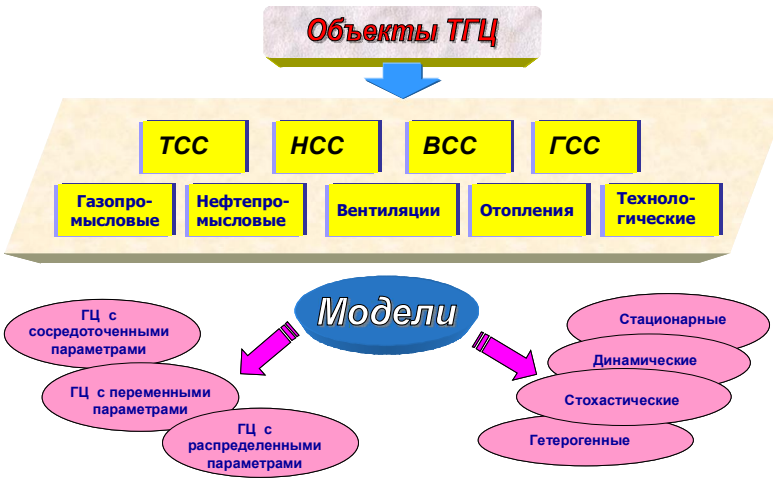


Рис. 3.2. Приложения теории гидравлических цепей.

Научно-методической основой решения задач развития и функционирования трубопроводных систем (ТПС) различного назначения стала теория гидравлических цепей (ТГЦ) – относительно новое научное направление, сформулированное в начале 60-х годов прошлого века в Сибирском энергетическом институте СО РАН (ныне ИСЭМ СО РАН) В.Я. Хасилевым [50, 51], интенсивно развивающееся в 70–90 годах под руководством члена-корреспондента РАН А.П. Меренкова [52–54] и в настоящее время как в ИСЭМ, так и в других организациях.

Предметом теории являются общие методы математического моделирования, расчета и оптимизации, применимые для любых трубопроводных и гидравлических систем. Данное научное направление не имеет аналогов в стране и за рубежом, позволяет преодолеть ведомственную разобщенность исследований, сконцентрировать внимание на наиболее важных методических проблемах математического описания, расчета и оптимизации ТПС.

Термин «гидравлическая цепь» (ГЦ) [52] призван отразить равнозначность математического и физического аспектов рассмотрения и изучения реальных объектов, а также органическую связь с теорией электрических цепей. Последняя существует уже более 150 лет, начиная с основополагающих работ Ома (1827 г.) и Кирхгофа (1847 г.), Гельмгольца (1853 г.) и Максвелла (1873 г.) и уже давно определилась как самостоятельная дисциплина, результаты которой используются в электронике, электротехнике, электроэнергетике. По гидравлическим системам общей физико-математической базы долгое время не было. Одно из объяснений заключается в существенной нелинейности зависимостей, использующихся в ГЦ, что обесценивало общие методы в условиях ручного счета. Ситуация качественно изменилась в середине прошлого века в связи с двумя основными обстоятельствами – появлением вычислительной техники и бурным развитием самих ТПС, обусловившим резкое возрастание сложности и народнохозяйственной важности задач их проектирования, развития и эксплуатации.

Теория гидравлических цепей с самого начала формулировалась и развивалась как межотраслевая научно-техническая дисциплина, синтезирующая на физико-техническом уровне общие закономерности и результаты. Происходящие в стране социально-экономические процессы стали значительно влиять на техническую политику, организационно-правовые формы и экономические механизмы принятия решений по управлению развитием и функционированием ТПС. По мере исследования происходило дальнейшее углубление межотраслевого и междисциплинарного характера ТГЦ, расширялся круг решаемых задач управления ТПС, в том числе с учетом взаимосвязи с энергетикой и экономикой, современных достижений в области техники, математики, информатики, физики, экономики, социологии и др.

3.2.2. Основные разделы ТГЦ

Можно выделить три основных класса задач, имеющих общее значение для ТПС различного типа и назначения: анализа, синтеза и управления. Они возникают практически на всех этапах жизненного цикла этих объектов (при планировании их развития, эксплуатации и диспетчерском управлении).

Методы их решения проработаны в разной степени, что связано как с меняющимися приоритетами запросов практики, так и с возникающими методическими трудностями в сочетании с относительно небольшим сроком существования самой теории, проблематика и область приложений которой постоянно расширяются. Тем не менее к настоящему времени сложившимися можно считать следующие разделы ТГЦ (рис. 3.3).

Алгебра ГЦ – единый формализованный векторно-матричный язык, обеспечивающий компактность математического описания ТПС как многомерных объектов сетевой структуры, а также наглядность основных закономерностей, идей и методов расчета.

Модельный аппарат – математические модели потокораспределения в ГЦ с сосредоточенными, переменными и распределенными параметрами. Позволяет классифицировать все разнообразие возможных описаний ТПС и обоснованно применять как сами модели, так и расчетные методы.

Рис. 3.3. Основные разделы теории гидравлических цепей.

Анализ ГЦ – методы решения прямых задач потокораспределения. Модельный аппарат и методы расчета потокораспределения являются фундаментом теории, поскольку в том или ином виде присутствуют во всех перечисленных выше классах задач.

Идентификация ГЦ – сетевые подходы, математические модели и методы для восстановления адекватных моделей ТПС по результатам измерений или наблюдений за их функционированием. Их также можно классифицировать как обратные задачи потокораспределения, вследствие того, что искомые и задаваемые величины в исходных моделях здесь полностью или частично меняются ролями.

Синтез ГЦ – совокупность подходов и методов оптимизации структуры и параметров вновь создаваемых или развивающихся ТПС. Эти методы позволяют решать технико-экономические задачи выбора конфигурации систем, размещения, мощностей и параметров основных элементов ТПС с учетом требований надежности и других ограничений.

3.2.3. Основные результаты исследований

Основные результаты исследований, полученные в ИСЭМ СО РАН за более чем 40 лет развития ТГЦ, отражены в серии персональных и коллективных монографий. В первую очередь следует выделить фундаментальную обобщающую монографию «Теория гидравлических цепей» [52] (1985 г.), написанную А.П. Меренковым по результатам его многолетней совместной работы с В.Я. Хасилевым, а также написанную коллективом сотрудников под руководством А.П. Меренкова монографию [54] (1992 г.), отражающую очередной этап развития ТГЦ и ее приложений.

Применению ТГЦ для ТПС конкретных типов, а также отдельным разделам самой ТГЦ посвящен ряд монографий ИСЭМ: В.Я. Хасилева, А.П. Меренкова и др. [55], где подводился итог реализаций методов ТГЦ для режимных и технико-экономических расчетов тепловых сетей на ЭВМ; С.В. Сумарокова [56] по математическому моделированию систем водоснабжения; Е.В. Сенновой и В.Г. Сидлера [57] по применению ТГЦ для математического моделирования и оптимизации систем теплоснабжения; Б.М. Каганович, А.П. Меренкова, О.А. Балышева [58] по моделированию гидравлических цепей методами термодинамики; Н.Н. Новицкого [59] по методам статистического оценивания и идентификации параметров ТПС.

В последние годы выпущена серия коллективных монографий, отражающих современные результаты в области развития и применения методов ТГЦ, полученных как в ИСЭМ, так и в других организациях [60–64].

Ниже дается краткая характеристика основных результатов – ИСЭМ по основным разделам ТГЦ.

3.2.4. Математические модели и методы расчета потокораспределения

В период зарождения ТГЦ как самостоятельного научного направления уже существовал ряд инженерных методов расчета установившегося потокораспределения («гидравлической увязки») в многоконтурных трубопроводных сетях. С появлением ЭВМ эти методы зачастую механически программировались, а массовые расчеты достаточно быстро выявили их ограниченные возможности. Подробный анализ этих методов (М.М. Андрияшева, В.Г. Лобачева, Х. Кросса и др.) приведен в [52].

Вопросы решения систем нелинейных алгебраических уравнений потокораспределения с общих позиций метода Ньютона одним из первых систематически исследовал В.Я. Хасилев (1968 г.). Важное теоретическое и практическое значение также имели полученные им результаты в области геометрических интерпретаций, методов линеаризации и эквивалентирования ГЦ. В итоге были разработаны обобщенные методы контурных расходов (МКР) и узловых давлений (МД), на этом фоне показана математическая сущность упрощений, присущих «увязочным» методам, причины их ограниченной сходимости и доминирующего значения МКР по отношению к МД, разработаны рекомендации по практическому применению методов расчета потокораспределения, программно-вычислительные комплексы для больших ЭВМ [55].

А.П. Меренкову принадлежат оригинальные результаты по доказательству и условиям эквивалентности алгебраических и экстремальных формулировок задач потокораспределения, существования и единственности их решения [53] (1973 г.). Дальнейшее обобщение задач потокораспределения привело к появлению их оригинальной классификации в зависимости от типа ГЦ [52] (1976 г.): 1) с сосредоточенными параметрами, когда модели потокораспределения представляют собой систему нелинейных алгебраических уравнений; 2) с распределенными параметрами, когда эти модели включают уже дифференциальные или интегральные соотношения; 3) с переменными параметрами, когда хотя бы часть параметров цепи или граничных условий задана в виде неявных функций от параметров искомого потокораспределения.

Была разработана универсальная методика вложенных циклов итераций [52] (1976 г.), которая обеспечила возможность расчета ГЦ с переменными и распределенными параметрами путем многократного применения эффективных методов расчета ГЦ с сосредоточенными параметрами. Эта техника оказалась весьма плодотворной и получила широкое применение в конкретных программных комплексах, в том числе для расчета потокораспределения в тепловых сетях с регулирующими устройствами [55] (1978 г.), для учета неизотермичности, сжимаемости, неоднородности транспортируемой среды и других факторов в газовых сетях [52] (1971 г.), системах магистральных нефтепроводов [65] (1981), системах водоснабжения с нефиксированными нагрузками [56, 66] (1983 г.) и др.

Значительные результаты получены в области численных методов решения этих задач для преодоления проблем их большой размерности, сходимости и быстродействия расчетных алгоритмов [52, 54, 57], в том числе за счет комбинации методов (обобщенных, «увязочных»), учета разреженности матриц ГЦ; декомпозиции, релаксации и др., а также в области описания ГЦ на основе экстремальных принципов механики и термодинамики [54, 58], применения сетевых потоковых моделей для расчета потоко-

распределения в нелинейных ГЦ [54], методов расчета динамики гидравлических и теплогидравлических режимов [54, 67]. Активно используемый в ТГЦ арсенал методов анализа ТПС приведен на рис. 3.4.

Рис. 3.4. Методы анализа теории гидравлических цепей.

В итоге В.Я. Хасилевым, А.П. Меренковым, Н.Н. Новицким, К.С. Светловым, В.Г. Сидлером, С.В. Сумароковым, М.К. Такайшвили, В.Р. Чупиным была создана научно-методическая база, обеспечивающая возможность обоснованной классификации и решения широкого спектра задач анализа трубопроводных и гидравлических систем произвольного типа, назначения, структуры, конфигурации, размерности, условий функционирования.

3.2.5. Обратные задачи потокораспределения и системнаяидентификация ТПС

Формулировка проблемы идентификации ТПС и первый сетевой подход к ее решению впервые сформулированы А.П. Меренковым [52, 53] (1970 г.). В этот период общая теория идентификации систем еще только формировалась, а существующие отраслевые методики по определению фактических параметров ТПС имели локальный характер (так как требовали знания расходов на элементах ТПС) и были практически неприменимы для полномасштабного обследования систем даже средней размерности.

Основная идея предложенного способа, названного «математический расходомер», состояла в привлечении сетевых уравнений потокораспределения для нескольких установившихся режимов. Это позволяло вычислить расходы на элементах ТПС по результатам измерения давлений и расходов в узлах, опираясь на свойство постоянства коэффициентов гидравлических характеристик. Поначалу данные задачи классифицировались как обратные по отношению к задачам потокораспределения, в которых эти коэффициенты считались заданными, а измеряемые величины полностью или частично искомыми.

Дальнейшее развитие способа «математический расходомер» в основном велось в направлениях учета ошибок измерительной информации, ее ограниченного состава (расходов в части узлов, частичной манометрической съемки и др.), привлечения дополнительной информации (например, измерений температур). Соответственно был

разработан ряд линейных и нелинейных моделей обратных задач потокораспределения в ГЦ с сосредоточенными параметрами [52] (1970 г.), методика статистических испытаний для оценки точности получаемых решений [52] (1977 г.), методика идентификации ТПС как ГЦ с переменными параметрами («неизотермический расходомер») [52] (1984 г.).

Достаточно подробный обзор научно-методических работ в области идентификации ТПС, выполненных как в ИСЭМ, так и в других организациях, приведен в [59]. Там же раскрыто содержание универсального подхода, названного «методикой приведенной линеаризации» [54] (1990 г.), обеспечивающего рациональное сочетание формальной строгости и вычислительной эффективности решения задач идентификации параметров ТПС как задач статистического оценивания. Этот подход обеспечивает инвариантность к составу, объему и статистическим свойствам измерительной информации, соотношению искомых и задаваемых параметров модели, типу модели ГЦ.

Полученные А.П. Меренковым, Н.Н. Новицким, В.Г. Сидлером результаты и их дальнейшее развитие позволили сформулировать основы теории идентификации ТПС [68] (2000 г.) как относительно самостоятельного раздела ТГЦ, имеющего собственную структуризацию и методическое наполнение [59–64, 67]: анализ идентифицируемости ТПС, синтез идентифицируемости; методы идентификации структуры, параметров и состояний ТПС как ГЦ с сосредоточенными, переменными и распределенными параметрами. Их основные положения системной идентификации ТПС более подробно рассмотрены в разд. 3.5.

3.2.6. Управление режимами

Актуальность вопросов совершенствования и автоматизации процессов управления режимами ТПС определяется народнохозяйственной важностью, сложностью этих систем и условий их функционирования, определяемых множеством постоянно меняющихся внешних и внутренних факторов систематического и случайного характера. Эта актуальность особенно возрастает в новых рыночных условиях в связи с резким повышением требований к эффективности ТПС, надежности снабжения потребителей, энергосбережению, появлением и массовым внедрением нового оборудования, в том числе для целей учета, контроля и регулирования параметров транспортируемой среды.

Анализ современных проблем управления функционированием трубопроводных (а также электроэнергетических) систем показал значительную степень их общности, определяющую целесообразность межотраслевых системных исследований [67]. На основе этого анализа предложена структуризация основных проблем и задач исследования для перехода от доминирующей в настоящее время концепции «программного» управления к более прогрессивной концепции адаптивного оптимального управления режимами ТПС. В роли ключевых здесь выделены два основных направления: 1) *анализа и синтеза свойств ТПС как объектов управления* (главным образом, это свойства управляемости и идентифицируемости); 2) *методического и алгоритмического обеспечения автоматизированных систем диспетчерского управления* нового поколения.

В части реализации первого направления впервые на межотраслевом уровне разработана система методов и алгоритмов качественного и количественного анализа идентифицируемости ТПС [61], а также предложены новые, эффективные алгоритмы оптимизации расстановки измерительных приборов. Эти и другие разработки составляют основу решения общей проблемы обеспечения надежной обратной связи в реальных контурах управления ТПС (рис. 3.5). Разработаны и продолжают развиваться оригинальные имитационные модели и методы расчета динамики функционирования ТПС с учетом заданных правил и ступеней управления, транспортного запаздывания рабочей среды, стохастики возмущающих воздействий и других факторов [61–64]. Наличие этих

уникальных моделей позволяет получать количественные оценки управляемости ТПС, а также выполнять обоснование необходимого уровня их автоматизации. Впервые рассмотрена проблематика чувствительности как единичного свойства управляемости ТПС, а также предложена формализованная методика численного и аналитического построения моделей чувствительности ТПС как гидравлических цепей с сосредоточенными параметрами [63, 69].

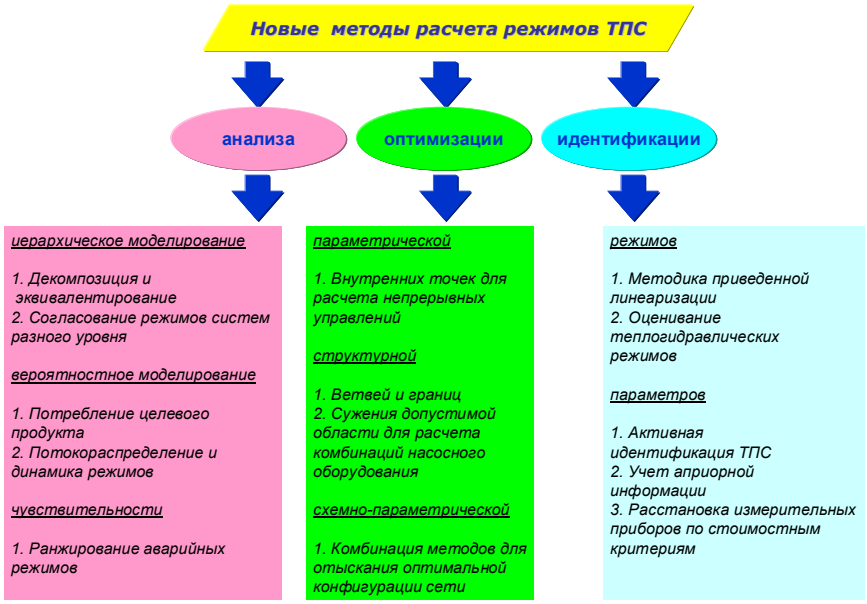


Рис. 3.5. Методы управления режимами ТПС.

Разработана методическая база, составляющая основу теории синтеза процедур идентификации структуры, параметров и состояний ТПС различных типов и для разных условий их функционирования [59, 62]. В этой области предложен новый подход – активной параметрической идентификации ТПС. В рамках данного подхода разработана система методов и алгоритмов комплексного планирования экспериментов по определению фактических параметров ТПС с требуемой точностью при наличии ограничений на варьируемые факторы (число экспериментов, число и места установки измерительных приборов, пределы варьирования параметров режимов, состав управляющих воздействий и др.) [63]. Оригинальным является новый метод расчета теплогидравлических режимов ТПС по данным измерений [62, 64]. Его применение для тепловых сетей потенциально позволяет определять не только значения неизмеряемых расходов и давлений, но и распределение температур и тепловых потоков по сети.

В области задач управления созданы новая методика и комплекс быстродействующих алгоритмов для расчета режимов ТПС с произвольным числом и размещением средств автономного автоматического регулирования [70 и др.]. Выполненные исследования позволили сформулировать задачи расчета допустимых режимов как специального и нового класса задач ТГЦ в общей проблематике оптимального управления функционированием ТПС. На базе разработанных моделей управляемого потокораспределения, метода внутренних точек и оригинальной методики ветвлений и отсечений впервые предложены, реализованы и исследованы алгоритмы расчета допустимых [62, 71] и оптимальных [72] гидравлических режимов работы многоконтурных ТПС с учетом ограничений на тип, места приложения и динамику управлений. Эти методы прошли практическую апробацию применительно к ТПС поддержания пластового давления на

нефтяных месторождениях [73], показавшую перспективность их более широкого применения. Разрабатываются и внедряются информационно-вычислительные комплексы для идентификации, расчета и оптимизации режимов ТПС других типов [60–64, 74]. Н.Н. Новицким, А.В. Алексеевым, В.В. Токаревым, З.И. Шалагиновой и др. созданы информационно-вычислительные комплексы для ТСС, обеспечивающие возможность многоуровневого моделирования теплогидравлических режимов крупных ТСС как на этапе их планирования, так и при оперативном диспетчерском управлении на единой информационной, методической и алгоритмической основе [64, 70].

Более подробно методы расчета режимов при решении задач управления излагаются в разд. 3.6.

3.2.7. Схемно-параметрическая оптимизация ТПС

Технико-экономические задачи выбора структуры и параметров ТПС с самого начала ставились как нелинейные сетевые задачи большой размерности, решаемые на дискретном множестве типоразмеров оборудования и трубопроводов для сетей произвольной конфигурации. Была поставлена цель максимально подробного учета физико-технических свойств систем, нелинейности экономических и гидравлических характеристик элементов систем, их существующего состояния, требований надежности. В такой постановке решение данных задач с помощью аналитических методов [75], основанных на ручном счете и получивших в то время наибольшее развитие, не представлялось возможным. Для этих целей А.П. Меренковым в 1963 г. разработан метод комплексной оптимизации тепловых сетей с применением электронно-вычислительных машин [76]. Это было сделано независимо от предложенного Р. Беллманом метода динамического программирования (ДП). Принцип его работы применительно к трубопроводным системам показан на рис. 3.6.

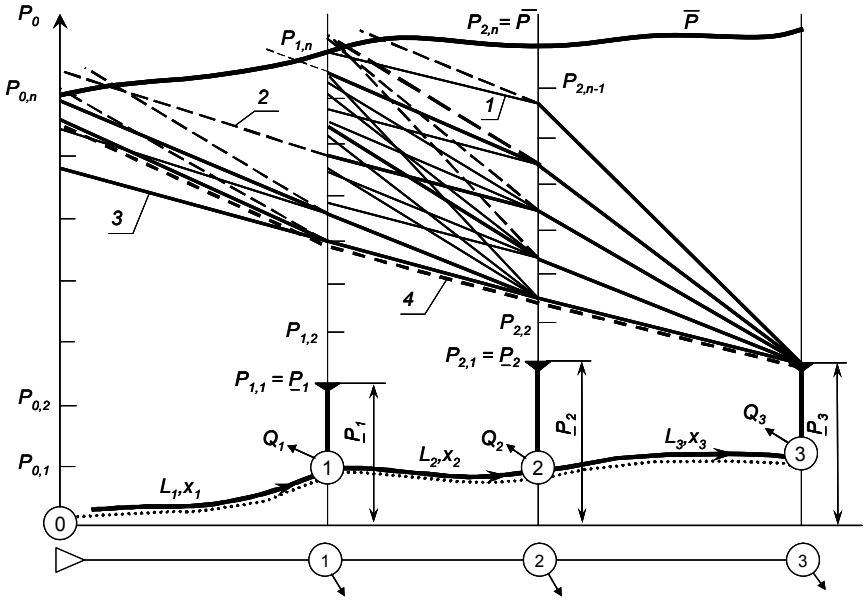


Рис. 3.6. Принцип реализации метода ДП для оптимизации параметров тепловых сетей. Варианты: *1* – возможные падения давления для ветви; *2* – выходящие за пределы ограничений по давлениям; *3*– условно-оптимальные; *4* – график, соответствующий оптимальному решению для всей схемы. L – длина участка; $Q_{l,\,x}$ – расход теплоносителя в узле на участке; P – давление теплоносителя в узле; $\overline{P}$, $\underline{P}$ – верхнее и нижнее ограничения давления теплоносителя в узле.

Программная реализация этого метода была первым программным комплексом, предназначенным для выбора оптимальных параметров ТПС (диаметров труб и мест размещения действующих напоров), – задачи выпуклой оптимизации, решаемой на дискретном множестве стандартных диаметров труб и насосных станций. В дальнейшем совершенствованием этого метода и его программных реализаций занимались Б.М. Каганович, Т.Б. Ощепкова, С.В. Сумароков, В.Р. Чупин и др. [54–57, 77]. Его развитие позволило ставить и решать сложные задачи оптимизации параметров вновь проектируемых и реконструируемых систем с несколькими источниками. Сложность их решения обусловлена наличием дискретности и множества локальных минимумов в целевой функции, соответствующих существующим элементам (рис. 3.7). Система ограничений включает подсистему линейных и нелинейных уравнений, логические, дискретные и другие условия на размещения активных элементов в ТПС и реконструкцию существующей их части. При этом оптимальные решения даже для древовидных систем переходят в класс многоконтурных.

Накопленный к настоящему времени опыт доказал эффективность применения метода ДП для оптимизации параметров разветвленных тепловых сетей. Он позволяет находить глобальный оптимум при учете необходимых физико-технических ограничений, дискретности типоразмеров труб и насосных станций, существующего состояния и других особенностей конкретных систем.

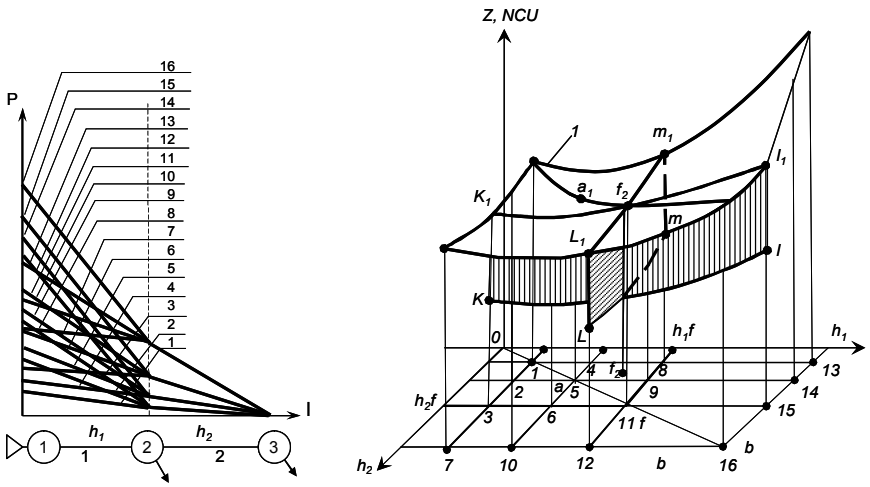


Рис. 3.7. Графическая интерпретация задачи оптимизации параметров тепловых сетей.

P – давление теплоносителя в узле; h – потери давления теплоносителя на участке; 1–16 – возможные линии пьезометров на участке; Z – приведенные затраты; K_1 , L_m – области локальных минимумов

Для решения задачи параметрической оптимизации многоконтурных ТПС, имеющей невыпуклую многоэкстремальную функцию цели, определенную на дискретном множестве типоразмеров оборудования и условий реконструкции существующих элементов, был предложен метод многоконтурной оптимизации (МКО) [78] (1976 г.). Он представляет собой последовательное улучшение решений, построенное на итерационном вычислительном процессе, в котором увязывается задача оптимизации параметров разветвленной ГЦ и задача гидравлического расчета многоконтурной ГЦ. Получаемые с его помощью решения удовлетворяют необходимым физико-техническим ограничениям и характеризуются хорошими экономическими показателями. Использование метода ДП позволяет при выборе параметров учитывать индивидуальные особен-

ности системы и ее элементов, существующее состояние, технические ограничения и логические условия. Расчет потокораспределения обеспечивает реализуемость принимаемых решений и работоспособность системы при эксплуатации.

Метод МКО реализован в ПВК «Сосна» А.В. Храмовым и Т.Б. Ощепковой (1980 г.) и также продолжает совершенствоваться [79]. ПВК «Сосна» нашел широкое применение в проектной и эксплуатационной практике работы многих организаций нашей страны для решения задач развития и реконструкции теплоснабжающих систем при разработке схем теплоснабжения городов.

Наряду с этими методами развивались и другие. В частности, была исследована задача оптимизации параметров разветвленных ТПС с помощью линейной модели с учетом динамики их развития, задача выбора параметров в сетях со «скользящей» точкой водораздела (с переменным потокораспределением), изучены особенности функционалов и математического описания в виде непрерывных и дискретных моделей, исследованы их экстремальные свойства при оптимизации древовидных и многоконтурных систем, обоснована возможность получения с помощью оптимизационных расчетов значительного экономического эффекта.

Выполненный комплекс исследований по изучению свойств ТПС, их математическому описанию при моделировании элементов позволил применить для решения параметрических задач сетевые потоковые модели (СПМ) [80], однако они уступают вышеперечисленным подходам по учету конкретных особенностей сетевых структур и нередко требуют корректировки получаемых решений. Вместе с тем сетевая специфика данных моделей, хорошее быстродействие их программных реализаций способствуют успешной интеграции СПМ с точными моделями в единой информационно-вычислительной среде [81].

3.2.8. Схемно-структурная оптимизация ТПС

Задачи схемно-структурной оптимизации (выбора схемы сети, расположения и мощности источников) были сформулированы О.А. Некрасовой и В.Я. Хасилевым как задачи вогнутой оптимизации о поиске наивыгоднейшего потокораспределения на заданной избыточной схеме сети [82] (1970 г.). При относительной простоте содержательной формулировки они являются сложными многоэкстремальными сетевыми задачами невыпуклой минимизации. Графическая интерпретация комплексной задачи выбора конфигурации и параметров тепловой сети приведена на рис. 3.8.

Такие задачи имеют большую размерность, сложную систему ограничений и представляют трудный объект для приложения математических методов, особенно, когда речь идет об их вычислительной и практической эффективности. Это обусловлено, прежде всего, тем, что функция приведенных затрат в этих задачах даже в случае вновь проектируемых систем многоэкстремальна, поскольку она выпукла по потерям давления на участках сети и вогнута по расходам [56, 57, 77, 83]. Вместе с тем они обладают большой значимостью, поскольку определяют не только структуру систем, их тип, масштабы, но и во многом их параметры. Экономический эффект от правильного выбора структуры системы, как правило, больше, чем от оптимизации ее параметров.

В соответствии с предложенной в ИСЭМ постановкой, ее решение сводится к определению оптимальной схемы (нескольких схем) в виде дерева, соединяющей источник (источники) снабжения со всеми потребителями. Для этого применяются специально разработанные алгоритмы целенаправленного перебора деревьев на избыточной схеме. Хотя метод является приближенным, он дает решение, близкое к оптимальному, благодаря характеру процедуры перебора деревьев и поиску решений от нескольких начальных приближений.

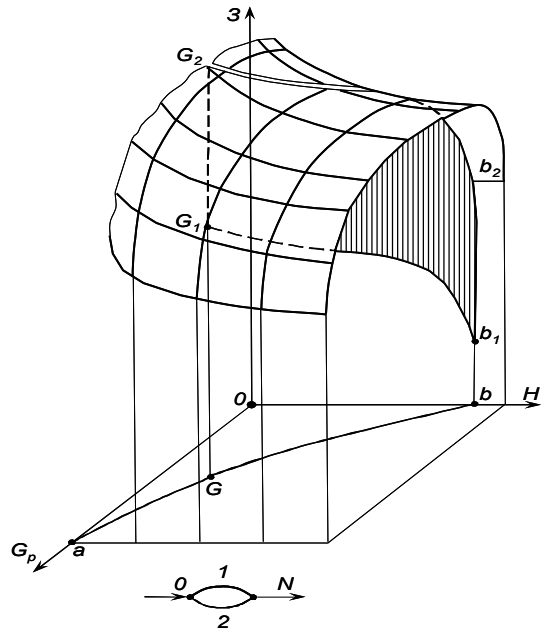


Рис. 3.8. Графическая интерпретация общей задачи выбора конфигурации и параметров реконструируемой тепловой сети.
З – приведенные затраты;
G, *H* – расход теплоносителя и потери давления на участке.

Развитие этого подхода Н.Н. Мерен-ковой, В.А. Стенниковым, В.Р. Чупиным [54, 57, 83, 84] позволило ставить и ре-шать более сложные задачи схемно-структурной и схемно-параметрической оптимизации, включая выбор мест распо-ложения, типа и мощности источников. Это стало возможным благодаря введе-нию в избыточную схему фиктивных уча-стков, число и тип которых соответствует альтернативному составу рассматрива-емых теплоисточников, как это показано на рис. 3.9 для стилизованной и реальной схем ТПС.

В наиболее общем случае предложен-ный методический аппарат и вычисли-тельный инструмент позволяют решать задачи обоснования уровней централиза-ции и децентрализации энергоснабжения, выделения зон их оптимального разделе-ния. На новом этапе развития систем, в частности в связи с расширением области применения децентрализованного тепло-снабжения, актуальность и возможности использования методики «избыточных» проектных схем еще более расширяются.

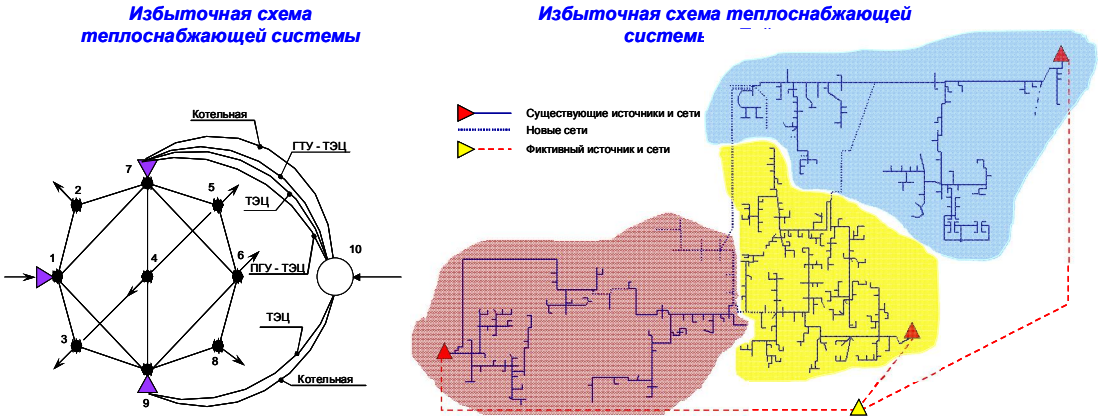


Рис. 3.9. Избыточная схема стилизованной и реальной системытеплоснабжения.

Расчет и оценка показателей надежности теплоснабжения потребителей с целью придания системе свойства бесперебойно удовлетворять потребности в тепловой энергии требуемого качества и не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды, принятые в проектной и эксплуатационной практике [85], базируются на разработанных в ИСЭМ методических принципах и положениях. Впервые они предложены М.К. Такайшвили и В.Я. Хасилевым [86] (1972 г.). Основы построения надежных ТПС в дальнейшем развивались в работах Е.В. Сенновой, В.А. Стенникова, И.В. Пост-

никова [87–89]. Более подробно история развития и достигнутые результаты в этой области излагаются в разд. 3.10.

Задачи структурной и параметрической оптимизации, гидравлического расчета, а также обеспечения минимальной структурной и параметрической избыточности сети, необходимой для удовлетворения требований к надежности снабжения потребителей объединяются в сложную плохо формализуемую ***комплексную проблему оптимального синтеза надежных ТПС*** [54, 57, 90] (1980 г.). Необходимость учета требований надежности в задачах оптимального синтеза, возникшая по мере роста масштабов систем, их усложнения и увеличения числа аварий с тяжелыми последствиями, положила начало рассмотрению систем в классе сложных. Это привело к невозможности полной формализации проблемы, к необходимости внесения в систему в процессе ее синтеза структурной и параметрической избыточности, к дальнейшему усложнению описания области допустимых решений. Вместе с тем функция цели при учете требований надежности становится более пологой, что снижает требования к точности моделей и алгоритмов их взаимоувязки.

Подробные исследования математических особенностей данной задачи, учет физических и технико-экономических свойств ТСС, а также модели и программы, разработанные для решения задач структурной и параметрической оптимизации и расчета узловых показателей надежности, позволили построить рациональный по времени счета процесс, дающий решение общей задачи с удовлетворительной для практики точностью. В этот процесс встроены сетевые потоковые модели, позволившие справиться с трудоемким учетом требований надежности в нелинейных физико-технических системах. Для анализа и синтеза надежности используются различные методы вероятностного характера (случайные процессы, числа). Для оценки надежности снабжения потребителей применяется система узловых показателей надежности для двух уровней снабжения (расчетного и пониженного) [86–88]. Сравнение полученных показателей коэффициента готовности (K) и вероятности безотказной работы (R) с их нормативными значениями позволяет оценить уровень обеспечиваемой надежности. В случае, если их нормативное значение нарушается, в ТПС вводится системное резервирование, устраняющее нарушение. Наглядное представление этого процесса показано на рис. 3.10.

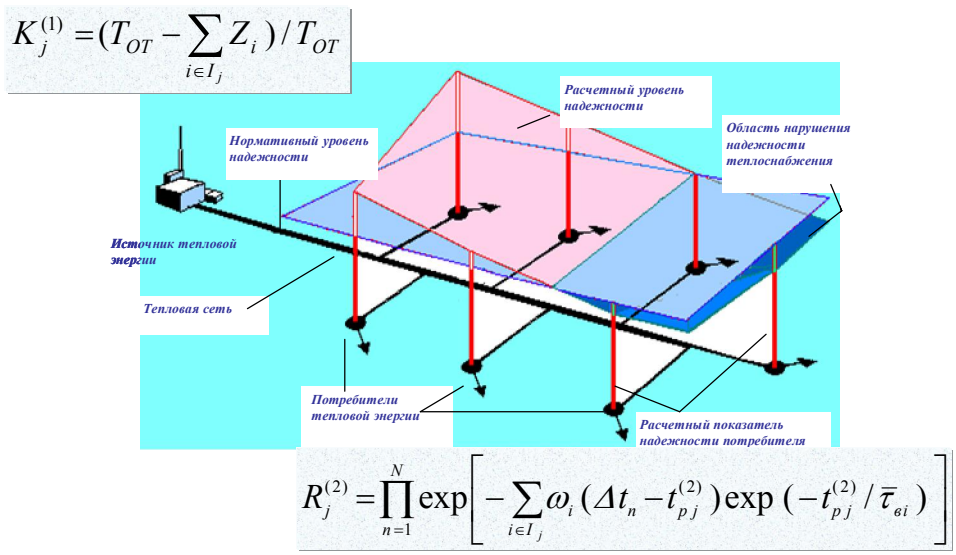


Рис. 3.10. Оценка надежности теплоснабжающей системы.

Проблема оптимального синтеза надежных ТПС впервые была рассмотрена в рамках теории гидравлических цепей В.Я. Хасилевым, А.П. Меренковым, Е.В. Сенновой, А.В. Храмовым [52, 57, 90]. Ее решение получило развитие в работах Т.Б. Ощепковой, В.А. Стенникова [80, 84], а практическое приложение, прежде всего, она получила в системах тепло- и водоснабжения [54, 60, 61]. Работы над методами построения ТПС с заданным уровнем надежности продолжают развиваться в настоящее время и распространяются на системы топливоснабжения, источники, сети и потребительские установки, объединенные в замкнутый комплекс единым технологическим процессом [89]. Основные методы решения задач оптимального синтеза приведены на рис. 3.11.

Дальнейшее усложнение задач связано с необходимостью принятия конкретных решений по развитию и реконструкции систем на отдаленную перспективу, когда требуется учитывать динамику роста потребностей, изменение других условий и сопровождающую эти процессы неопределенность.

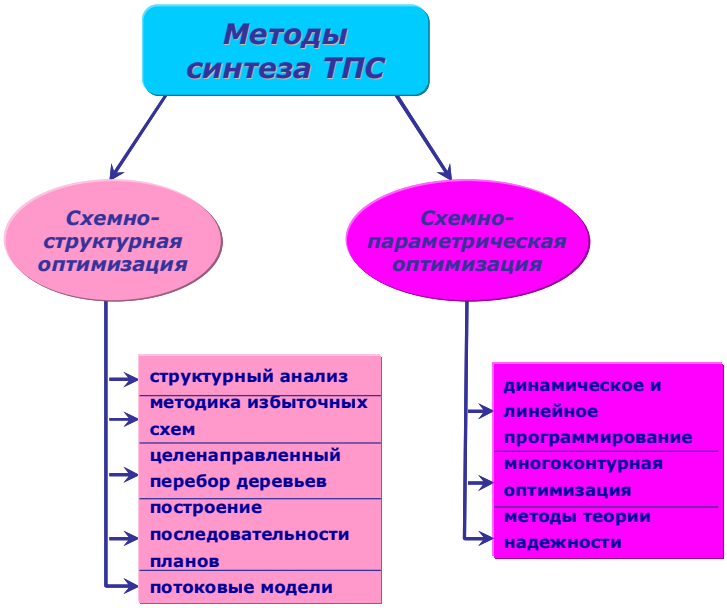


Рис. 3.11. Методы синтеза теории гидравлических цепей.

Анализ проявления свойств динамичности и инерционности в ТПС позволил динамическую задачу заменить рассмотрением статических сечений по времени и схему увязки задач представить в виде непрерывного скользящего процесса принятия решений. Это дает возможность отслеживать развитие системы и принимать к реализации решения лишь для ближайшего временного интервала, корректируя решения для последующих интервалов по мере их наступления.

Переход экономики страны на рыночные отношения предъявляет новые требования к системам и существенно влияет на применяемые решения, которые действительно должны быть оптимальными и отличаться общей эффективностью. В связи с этим задачи развития и реконструкции ТПС в современных условиях необходимо ставить и решать по-новому, рассматривая совместно проблему постепенного перехода на современные принципы построения систем и эффективное энергосберегающее оборудование и включая в схемы рассмотрения финансовую оценку решений, получаемых в технико-экономических моделях реконструкции и развития. В развитие этих работ сформулированы перспективные технические решения по принципам построения и системным ме-

роприятиям, ориентированные на энергоэффективные технологии и оборудование [91–93]. Разработаны технические условия и экономические показатели для оценки приоритетных энергосберегающих мер, предложены критерии их экономической эффективности. При этом возникает необходимость постановки и решения новых проектных и эксплуатационных задач различного рода, в частности таких как выбор параметров ТСС в системах с переменным расходом теплоносителя, выбор структуры и параметров ТСС при совместной работе источников на общие тепловые сети [94, 95]. Экономическая эффективность и графическая иллюстрация решения задачи поиска структуры и параметров теплоснабжающей системы для реализации совместной работы источников приведены на рис. 3.12.

Сложной в методическом и техническом отношении является проблема комплексного преобразования современных трубопроводных систем [84, 96–98] (1992 г.). Для ее решения разработаны и успешно применяются на практике математические модели и методы, обеспечивающие повышение технического уровня ТПС, их надежности и экономичности на основе энергосберегающих технологий и оборудования. Предложена система нормативных показателей надежности, которая позволяет обеспечить структурную и параметрическую готовность системы к удовлетворению требуемой надежности. Разработанная научно-методическая база позволила изучить объективные закономерности развития технических систем и провести исследования по оценке их рациональных масштабов, соотношению уровней системного и элементного резервирования [98–100].

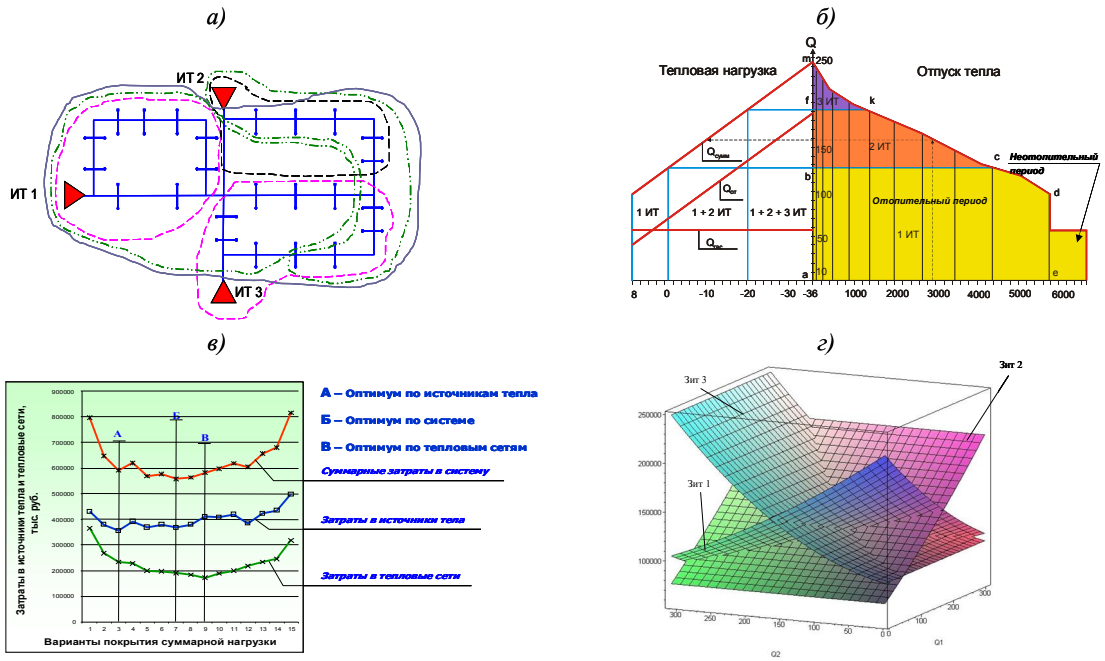


Рис. 3.12. Экономическая эффективность совместной работы источников на единые тепловые сети: *а* – схема ТСС; *б* – график загрузки источников; *в* – экономическая эффективность совместной работы ИТ (т. А); *г* – иллюстрация поиска оптимального решения.

Для оценки инвестиционных рисков и поиска эффективных решений по развитию и преобразованию ТПС с несколькими источниками разработана методика, основанная на применении теории нечетких множеств [101, 102]. Она предполагает построение вы-

числительного процесса в виде дерева вариантов, получаемых на основе анализа чувствительности и выделения ключевых факторов, определяющих поведение системы в будущем. Для каждого из ветвей структурированного дерева вариантов рассчитывается экономический критерий в виде чистого дисконтированного дохода (ЧДД) для наихудших, среднеожидаемых и наилучших условий развития и реконструкции системы. Производится аппроксимация треугольным нечетким множеством полученного нечеткого значения экономического критерия и вычисляются уровни рисков для различных вариантов недополучения доходов, которые становятся критерием выбора рекомендуемого решения (рис. 3.13).

Рис. 3.13. Оценка риска инвестирования с использованием теории нечетких множеств.

Предложенный методический подход для оценки рисков, основанный на применении теории нечетких множеств, позволил:

- исследовать ключевые факторы, определяющие условия развития ТПС, с выделением наиболее значимых для оценки эффективности реконструкции системы и определить их граничные значения;
- количественно оценить граничные (наихудшие и наилучшие) и наиболее вероятные (среднеожидаемые) значения ключевых факторов;
- получить количественную оценку риска как меры возможных неблагоприятных исходов событий, выраженной либо в полной потере инвестиций, либо в недополучении ожидаемой прибыли;
- провести исследования для реальных систем теплоснабжения с получением практических рекомендаций по их развитию и реконструкции.

В соответствии с конкурентной формой организации рынка тепловой энергии предложена игровая постановка поиска равновесной цены (модель Курно) в условиях конкуренции источников тепла в системе централизованного теплоснабжения, позволяющая определить оптимальное участие теплоисточников в покрытии тепловых нагрузок потребителей при условии получения ими максимальной прибыли. Полученные решения являются равновесными по Нэшу. Данное равновесие достигается в процессе одновременного принятия решения по объему производства тепловой энергии источниками исходя из предположений о решениях, принятых другими участниками теплового рынка (конкурентами). Предложенная модель включает в себя условия, отражающие изменение спроса на тепловую энергию промышленных потребителей (функция спроса), и фиксированный спрос у потребителей жилищно-коммунального сектора. Тепло-

вая потребность последних в перспективе также может быть представлена в виде функции спроса [64, 103].

3.2.9. Многоуровневое моделирование ТПС

Задачи многоуровневого моделирования и оптимизации развития больших трубопроводных систем развивались А.П. Меренковым, Н.И. Илькевичем, Т.В. Дзюбиной и другими, применительно к газовой отрасли [104, 105]. Позднее Е.В. Сенновой, В.А. Стенниковым, А.В. Федяевым, О.Н. Федяевой [81, 84, 101] они были перенесены на область теплоснабжающих систем. Эти исследования ориентированы на выделение временных и территориальных разрезов при планировании, проектировании и эксплуатации системы газоснабжения, ее подсистем и объектов, на создание соответствующего комплекса моделей и усиление физико-технических аспектов по мере снижения уровня рассмотрения. За последние годы здесь созданы научно-методические основы многоуровневого моделирования и оптимизации развития систем газоснабжения. Разработаны научно-методический подход, модели и методы многоуровневого исследования систем газоснабжения для изучения свойств динамичности, экономичности, надежности и непрерывного развития в пространстве и во времени в современных условиях хозяйствования. Этот подход основывается на иерархической структуре моделей, рассматривающей систему газоснабжения как: подсистему топливно-энергетического комплекса (ТЭК), отраслевую естественную монополию, функционально-целостную систему, совокупность производственно-технологических объектов и подсистем и позволяет ее рассматривать с учетом народнохозяйственных, отраслевых, региональных интересов и интересов инвесторов.

Разработанные методы сетевого анализа для исследования газоснабжающих систем, модель развития Единой системы газоснабжения (ЕСГ) с учетом сезонности газопотребления и заданных норм надежности, модели инвестиционной деятельности ЕСГ как естественной монополии, модели анализа и синтеза надежности систем газоснабжения и формирования цен на природный позволили исследовать основные направления развития газовой отрасли с детализацией региональных газоснабжающих систем, а также формирующих ГСС в Сибири и на Дальнем Востоке.

В последние годы подходы многоуровневого моделирования распространяются на другие типы ТПС и классы решаемых задач, в частности для расчета и анализа функционирования ТСС [63, 64, 74].

3.2.10. Информационные технологии в ТПС

Представленные выше методические разработки реализованы в рамках новой компьютерной технологии поддержки информационных моделей и вычислительных процессов при компьютерном моделировании ТПС [63, 64, 70, 74], представленной в виде информационно-вычислительной среды (ИВС) «Ангара». Некоторые фрагменты ее интерфейс представлен на рис. 3.14. ИВС обеспечивает возможность интерактивной настройки информационного и вычислительного окружения исследователя или потенциального пользователя на: 1) ТПС произвольного типа и назначения (тепло-, водо-, нефте-, газоснабжения и др.); 2) различные классы решаемых задач (анализа, синтеза, управления и др.); 3) цели моделирования (исследовательские, прикладные, обучающие); 4) области практического применения (эксплуатация, проектирование, диспетчерское управление ТПС). В ее рамках обеспечивается возможность поддержки: 1) электронных карт, планов, совмещенных с ними графических изображений расчетных схем ТПС и параметрических данных по схемам и их элементам; 2) иерархии расчетных схем и сопряженных с ними расчетных задач; 3) одно- и многоуровневого расчета

ТПС и графического анализа и интерпретации, как исходных данных, так и результатов расчетов; 4) многопользовательского режима работы в компьютерной сети.

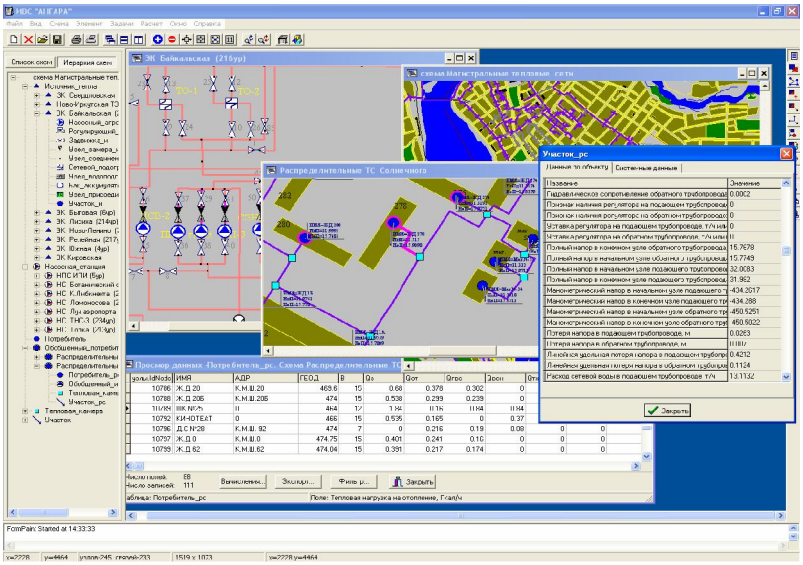


Рис. 3.14. Интерфейс информационно-вычислительной среды для компьютерного моделирования трубопроводных систем.

В результате интеграции ИВС и прикладных ПВК разработана серия прикладных информационно-вычислительных комплексов (ИВК), применяемых для разработки практических рекомендаций в ИСЭМ СО РАН, а также внедренных в реальную практику эксплуатации ТПС [60–64]. В том числе: 1) ИВК «Ангара-ТС» – для автоматизации рабочего места инженера по режимам тепловых сетей; 2) ИВК «Ангара-ДТС» – для автоматизации рабочего места диспетчера тепловых сетей; 3) ИВК «Ангара-СППД» – для расчета, анализа и оптимизации режимов систем поддержания пластового давления; 4) ИВК «Ангара-ВС» – для расчета, анализа и режимов систем водоснабжения; 5) ИВК «Дисна» – для решения схемно-структурных и схемно-параметрических задач развития и реконструкции систем тепло- и водоснабжения; 6) для решения структурно-параметрических задач оптимального развития газоснабжающих систем (ПК «ГАЗ» и «Model».

3.2.11. Практические приложения

Методические и программные разработки по трубопроводным системам нашли широкое применение при расчетах, оптимизации развития и диспетчерском управлении многих реальных объектов, таких как системы теплоснабжения городов Санкт-Петербург, Киев, Иркутск, Омск, Новосибирск, Тюмень, Хабаровск и др.; системы магистральных нефтепроводов Сибири; систем поддержания пластового давления нефтяных месторождений Западной Сибири; системы водоснабжения городов и промышленных предприятий городов Иркутск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Петрозаводск, Костомукши и др. Сложность решения этих задач показана на рис. 3.15, представляющем процесс оптимизации структуры и параметров теплоснабжающей системы г. Иркутска. Многие разработки и результаты проекта внедрены в практику работы целого ряда организаций РАО ЕЭС России, нефтяной и газовой промышленности, проектных институтов и вузов страны, а также за рубежом.

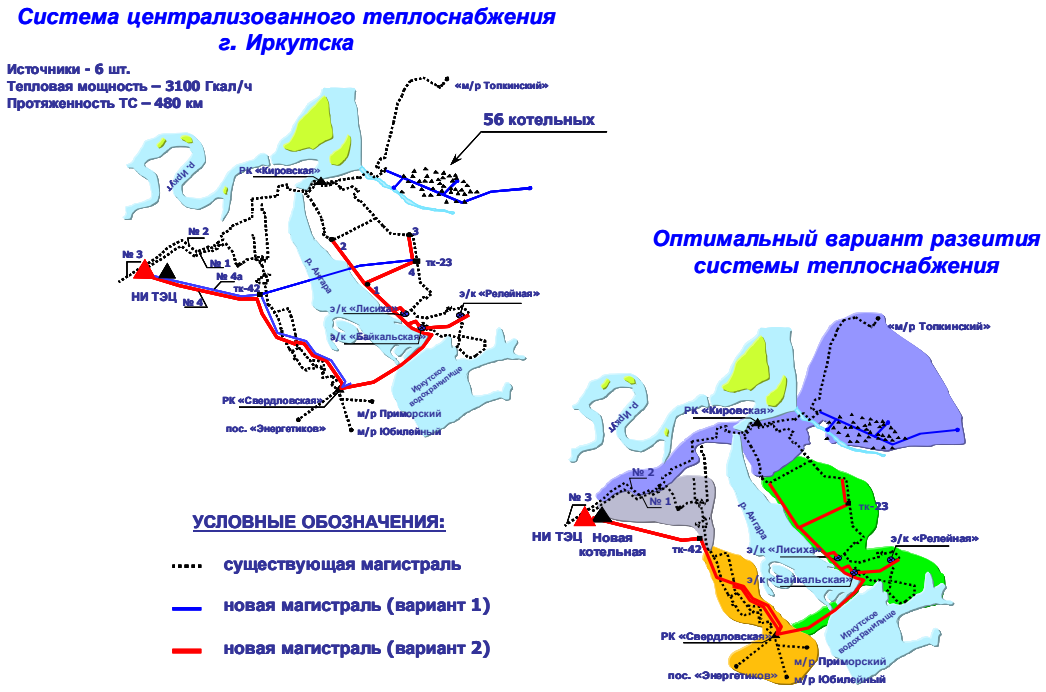


Рис. 3.15. Решение задачи развития теплоснабжающей системы Иркутска.

3.2.12. Семинар по трубопроводным системам

Возрастающая роль трубопроводных систем в энергетике и экономике страны, принципиальная общность основных положений, математических моделей и методов расчета и оптимизации, огромный поток математических и отраслевых работ в данной области, стремление к непосредственному участию в процессе математизации, алгоритмизации и автоматизации планирования, проектирования, эксплуатации и развития трубопроводных и других гидравлических систем различного назначения, как отмечал основатель семинара А.П. Меренков, послужили основанием для организации в 1988 г. Всесоюзного, а затем Всероссийского научного семинара с международным участием «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем».

Семинар преследовал две основные цели:

- открытое и глубокое обсуждение современных проблем математического моделирования и применения ЭВМ в управлении развитием и функционированием ТПС;
- установление деловых контактов, необходимых для дальнейшего сотрудничества и координации исследований, методических и программных разработок, прежде всего, межотраслевого уровня.

Эти цели не потеряли свою актуальность и сегодня, спустя более 20 лет. С момента создания семинара прошло 11 его заседаний. Каждое из них собирало ведущих специалистов в области моделирования ТПС и формирования направлений их перспективного развития. По итогам его работы было издано 11 сборников трудов и монографий. Каждое заседание семинара посвящено какой-то наиболее актуальной на данный момент темы и собирается в различных уголках страны, что значительно расширяет его географию и состав участников. Много внимания семинар уделяет молодым научным сотрудникам. Для них устраиваются специальные школы-семинары, проводятся апро-

бации кандидатских диссертаций. Семинар продолжает функционировать и хорошо известен не только в России, но и за рубежом.

После А.П. Меренкова руководителем семинара с 1998 г. была Е.В. Сеннова, а с 2004 г. – Н.Н. Новицкий.

3.2.13. Направления развития теории гидравлических цепей

Формирование новых экономических условий в стране значительно повысило востребованность научно-методического обеспечения задач управления развитием и функционированием ТПС со стороны практики, определило необходимость учета новых требований к его эффективности и адекватности современным условиям. На уровне функционирования это связано с активным внедрением средств количественного учета, измерений и регулирования, систем дистанционного контроля режимов, автоматики и диспетчерского управления. На уровне развития ТПС это обусловлено переходом к новым принципам и критериям принятия решений, изменением представлений о степени рациональной централизации снабжения, внедрением энергоэффективных технологий количественного и количественно-качественного регулирования поставки энергоносителей, повышением значимости экологических факторов и др.

В связи с этим требуются применение новых подходов и методов анализа и синтеза управляемости ТПС, разработка и внедрение методического и алгоритмического обеспечения автоматизированных систем диспетчерского управления нового поколения, развитие методов системной идентификации и диагностики, многокритериальной оптимизации режимов с учетом новых условий и требований, повышения вычислительной эффективности методов решения традиционных задач. Многообразие интересов субъектов, участвующих в подготовке и принятии решений по созданию новых и развитию существующих ТПС, определяет необходимость разработки и применения методов, основанных на двухуровневых моделях, равновесного программирования, методов имитационного моделирования, многокритериального анализа и экспертных оценок, современных возможностей информационно-вычислительных технологий с мощными базами и банками данных, а также различных финансово-экономических моделей. В условиях многоэтапности принятия решений актуальными остаются разработка и развитие многоуровневых моделей и методов для оптимального иерархического управления развитием и функционированием ТПС.

Выводы. За относительно небольшой период времени теория гидравлических цепей сформировалась как весьма плодотворная и востребованная межотраслевая и междисциплинарная научно-техническая дисциплина. В ее рамках во многом удалось преодолеть организационную, научно-методическую и информационно-вычислительную разрозненность исследований в области математического моделирования, анализа, управления и оптимального синтеза ТПС с учетом многоаспектности решаемых задач, требований надежности, технических, экономических и других факторов. Этот характер исследований с учетом новых условий, требований и современных возможностей смежных дисциплин определяет и направления дальнейшего развития ТГЦ, содержание ее исследований, области приложения разрабатываемых подходов, методов информационно-вычислительных комплексов.

Прошедшие годы показали высокую практическую востребованность результатов ТГЦ для задач как эксплуатации, так и проектирования ТПС. Специалистами, в том числе участниками объединенных семинаров по ТПС, и их последователями, во многом инициирована, проведена и продолжает выполняться огромная работа по научно-методическому, математическому и программно-вычислительному обеспечению широкого спектра задач развития и функционирования ТПС.

3.3. Предыстория и развитие исследований неоднородностей и слабых мест систем энергетики

В процессе функционирования электроэнергетическая система (ЭЭС) подвергается большим и малым внешним возмущениям и реагирует на них изменением переменных режима. Реакция на внешние возмущения зависит как от вида, места приложения и размера возмущения, так и от внутренних свойств самой ЭЭС − топологии и параметров электрической сети и других элементов, динамических характеристик, вида функциональных связей между параметрами, настроек регуляторов и автоматики.

Знание реакции переменных режима ЭЭС на внешние возмущения важно, если ее результатом является ухудшение таких критериев функционирования ЭЭС, как допустимость режима, статическая и динамическая устойчивость, оперативная надежность и экономичность. Обеспечение критериев управления ЭЭС требует умения выделять переменные режима, реакция которых на возмущения похожи, согласованы, когерентны, а также знать факторы, определяющие чувствительность ЭЭС, с тем, чтобы найти желательное изменение этих факторов при эксплуатации, проектировании и развитии ЭЭС.

Возмущения, локализуемые в разных местах ЭЭС, как правило, вызывают заметную реакцию модулей и фаз напряжения в одних и тех же узлах, перетоков мощности в одних и тех же связях, изменение когерентности генераторов в одних и тех же парах. Такие элементы схемы сети, переменные режима которых в наибольшей степени изменяются при случайных внешних возмущениях, названы сенсорами. Причиной существования сенсоров являются как возмущения, так и структурные свойства ЭЭС, связанные с наличием в ней слабых мест, параметры которых определяют эти свойства, а переменные режима раньше всего достигают критических значений.

Прежде чем определять значимость реакций ЭЭС с точки зрения критериев управления, надо найти простые способы выявления сенсорных и слабых элементов, не столь громоздкие, как статистические испытания, чтобы целенаправленно воздействовать на них как при эксплуатации, так и при развитии ЭЭС. Изучение сенсорных и слабых элементов авторами этого исследования проводилось для установившихся и для переходных режимов ЭЭС. В его основу были положены многочисленные работы российских и зарубежных авторов, связанные с анализом неоднородностей в ЭЭС, проявляющейся в наличии в ней сенсорных и слабых элементов; методов структурного анализа, исследующего сходства и различия в поведении генераторов и способов их преодоления.

Вначале исследование чувствительности ЭЭС заключалось в анализе влияния исходных данных на ошибки оценок вектора состояния. Такое влияние тем больше, чем хуже обусловленность матрицы Якоби, объединяющей в линеаризованной системе уравнений изменения модулей и фаз напряжения, вызванные изменениями активных и реактивных узловых мощностей [106–108]. Чувствительность результатов расчета к малым изменениям исходных данных, для линеаризованных моделей и режимов разной степени тяжести, изучалась в [109, 110]. Эти и подобные им работы решали проблемы, близкие к проблемам данного исследования, поскольку для хорошей модели электрической сети влияние погрешностей в исходной информации эквивалентно влиянию реальных возмущений на параметры режима, однако в них не использовался спектральный и сингулярный анализ.

В то же время спектральный анализ использовался для изучения свойств динамических систем, в частности при модальном анализе [111]. Последний позволяет по собственным числам матрицы системы дифференциальных уравнений определить характер переходного процесса и использовать производные от собственных чисел по эле-

ментам матрицы коэффициентов для изменения динамических свойств, параметров схемы, генераторов и других элементов ЭЭС в желаемом направлении. Важность определения минимального сингулярного значения для оценки близости системы к состоянию коллапса напряжения проиллюстрирована в [112], там же представлена возможность увеличения минимального сингулярного значения установкой конденсатора в узле, соответствующем максимальной компоненте правого сингулярного вектора. Такая идея, по-видимому, впервые предложена в [113]. В [114] показано, что наиболее информативно измерение перетока в ветви, для которой скалярное произведение строки матрицы наблюдаемости на собственный вектор максимально.

Многие работы оперируют понятием «слабая связь», которое определяется близостью к пределу статической либо динамической устойчивости, но ни в одной из них это понятие не связывается с влиянием параметров связи на реакцию переменных режима сенсоров. В [115] слабой названа связь, пропускная способность которой по статической устойчивости не превышает 10–15 % мощности меньшей из объединяемых ею энергосистем. В [116] слабой называется связь между генераторами смежных электростанций с наибольшим значением взаимного угла; в допустимом по статической устойчивости режиме с наименьшим нормативным коэффициентом запаса. Определение слабых связей и сечений, для которых перетоки в моделируемом режиме близки к предельным, в большинстве случаев проводилось и проводится и по сей день методом утяжеления режима. В [117] слабые связи при заданном пути утяжеления определяются аналитически, с параметрическим заданием расстояния до режима, при котором хотя бы один из взаимных углов достигает 90°. В [118] слабые сечения находятся в результате последовательного исключения слабых связей, найденных при моделировании аварийных возмущений для текущего режима. В [119, 120] слабые по статической устойчивости звенья ищутся на основе многовариантного анализа скоростей изменения режимных параметров, возрастающих при приближении к предельному режиму. Для выявления слабых звеньев предлагается использовать скорости изменения напряжений, реактивных инъекций, взаимных узлов в процессе утяжеления режима. Сложность такого подхода, также как и подхода [118] связана в основном с анализом и систематизацией полученных результатов.

Кластерный анализ для определения слабых сечений с точки зрения динамической устойчивости используется и в [121] − монографии, целиком посвященной решению указанной проблемы. Там же приводится обзор публикаций, посвященных системно-структурному подходу к исследованию устойчивости ЭЭС, а в [111] дается обзор публикаций, связанных с отысканием слабых звеньев ЭЭС на основе исследования электромеханических переходных процессов модальным или частотным анализом линеаризованных моделей, разработкой методов эквивалентирования синхронно движущихся машин.

Неоднородности ЭЭС в переходных процессах проявляются в виде различной степени когерентности движения генераторов, а способом исследования неоднородностей является выделение групп когерентных генераторов и выделение слабых сечений между ними. Понятие когерентности, как это показано [122] для случая определения предельного перетока связи, применимо и для установившихся режимов. Перечень работ, посвященных проблеме определения критериев для выделения когерентных генераторов велик, их обзор приведен в [22], отметим здесь только работы, выполненные в ИСЭМ. В [123] когерентность предлагалось определять непосредственным сопоставлением кривых изменения во времени углов ЭДС генераторов либо аналитически − по параметрам, предшествующим возмущению схемы и режима, и параметрам возмущения. Анализ показателей, использующихся при кластеризации генераторов, приводится в [124]. В [125, 126] в качестве показателя когерентности генераторов выступает тя-

жесть возмущения для пары генераторов на основе значений функции Ляпунова, записываемой в виде интеграла энергии для математической модели динамики ЭЭС в позиционной идеализации. Регулярный аналитический алгоритм оценки когерентности движения при заданном возмущении на основе метода площадей для пар генераторов разработан в [123, 127, 128]. Он использует допущение о неизменности в переходном процессе составляющей взаимного ускорения пары машин, определяемой изменением углов машин в оставшейся части системы. В этих же целях могут быть применены показатели влияния возмущений на поведение элементов ЭЭС, дополнительно учитывающие параметры возмущения и динамические характеристики генераторов [123].

Возможности традиционных универсальных методов иерархической восходящей классификации, а также ряда их модификаций, с рассмотрением полной матрицы показателей сходства или различия для идентификации групп когерентных генераторов систематически исследовалось в [129]. Во всех случаях оказался необходимым инженерный контроль результатов, а иногда – их экспертная коррекция. Тем не менее даже при обращении к экспертной коррекции скорость решения проектных задач, как показано в [130], повышается в 2–3 раза по сравнению с обработкой неэквивалентированной сети. Несмотря на то, что когерентность в общем случае, зависит от возмущения, в ЭЭС могут существовать «безусловно» сенсорные и слабые места, инвариантные к возмущениям. Такое свойство получило в [131] название глобальной когерентности (синфазности). В [123, 132–134] изучена возможность применения классического критерия площадей для многомашинного случая, а также идентификация классов ситуаций, из которых достаточно исследовать только самую тяжелую.

В конце 90-х годов прошлого столетия наиболее важной российской публикацией, связанной с анализом структурных свойств ЭЭС стала монография [130]. В ней предложены новые теоретические и алгоритмические подходы к структурному анализу установившихся режимов и устойчивости ЭЭС, позволившие существенно упростить процедуру определения пределов передаваемой мощности. Именно эта работа послужила своеобразным стимулятором, вызвавшим повышенный интерес к более широкому исследованию поднятых в ней проблем.

Первой основательной работой в этом направлении была [135], в которой предлагается аналитический метод поиска слабого сечения для ближайшего к предельному апериодически неустойчивому режиму. Слабые связи в нем определяются по максимальной разности компонент собственного вектора, связанного с нулевым собственным значением для симметричного блока матрицы Якоби. Практически в то же самое время опубликована целая серия работ, связанных с анализом слабых мест как в установившихся режимах, так и в переходных процессах. Исследованию динамических свойств ЭЭС посвящена работа [136]. В [137, 138] сопоставлены методы определения в ЭЭС слабых мест на основе статического и динамического подходов, показавшее взаимную непротиворечивость получаемых с их помощью оценок. Первый подход заключался в выделении слабых связей по разности компонент собственного вектора, соответствующего минимальному собственному значению матрицы узловых проводимостей. Во втором подходе определение слабых по устойчивости связей и сечений проводилось кластеризацией генераторов по матрице их электрической связности. В [139] обобщаются предшествующие работы авторов [140–142], связанные с поиском слабых мест в ЭЭС, и предлагаются подходы к их усилению.

Изучение внутренних свойств ЭЭС, определяющих поведение системы и во многом инвариантных к внешним возмущениям были продолжены в [143–145] применительно к переходным и установившимся режимам. Результаты этих и предшествующих исследований систематизированы в монографии [22]. Ниже приводятся основные результаты, полученные авторами [22], связанные с разработанной ими новой технологи-

ей исследования свойств ЭЭС на основе нетрадиционного математического инструментария: сингулярного, спектрального и кластерного анализа установившихся и переходных процессов в ЭЭС.

Спектральный и сингулярный анализ. На первых этапах исследования [137–142] полагалось, что локализация сенсоров определяется главным образом инвариантными к режиму факторами, информацию о которых содержит матрица узловых проводимостей $\underline{Y}$, входящая в уравнение узловых напряжений

$$\underline{Y}\Delta\underline{U} = \Delta\underline{I} \ ,$$

где $\Delta\underline{U}$ – изменения узловых напряжений, вызванные изменениями узловых токов $\Delta\underline{I}$.

Комплексная матрица узловых проводимостей $\underline{Y} = G + jB$ может быть представлена в виде

$$Y = \begin{pmatrix} -B & G \\ G & B \end{pmatrix},$$

что позволяет определить чувствительность продольной ΔU_a и поперечной ΔU_r составляющих узловых напряжений к изменению активной ΔI_a и реактивной ΔI_r составляющих узловых токов в виде

$$Y\Delta U = \begin{pmatrix} -B & G \\ G & B \end{pmatrix}\begin{pmatrix} \Delta U_a \\ \Delta U_r \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta I_a \\ \Delta I_r \end{pmatrix} = \Delta I \ . \tag{3.1}$$

В случае преобладания реактивных проводимостей связей над активными проводимостями для выделения сенсорных узлов может проводиться спектральный анализ входящей как блок в матрицу Y симметричной матрицы B.

Оценка сенсорных узлов может быть получена на основе спектрального разложения матрицы Y

$$Y = V\Lambda V^T = \sum_{i=1}^{n} v_i \lambda_i \, v_i^T \ , \tag{3.2}$$

где $\Lambda = \mathrm{diag}(\lambda_1, \lambda_2, ..., \lambda_n)$ – диагональная матрица упорядоченных по возрастанию $\lambda_1 \le \lambda_2 \le ... \le \lambda_n$ абсолютных величин собственных значений, действительных в силу симметричности Y, $V = [v_1, v_2, ..., v_n]$ – матрица ортонормированных собственных векторов, n – порядок матрицы Y.

С учетом (3.2) уравнение (3.1) может быть представлено как

$$\Delta U = \sum_{i=1}^{n} \frac{v_i \, v_i^T}{\lambda_{\mathrm{i}}} \Delta I = Z\Delta I \ ,$$

где $Z = Y^{-1}$ – матрица узловых сопротивлений.

При существенном отличии минимального по модулю собственного значения λ_1 от других собственных значений максимальный вклад в изменение узловых напряжений дает произведение $v_1 v_1^T / \lambda_1$, а максимальная компонента первого собственного вектора определяет сенсорный узел. Поскольку собственные векторы матриц Y и Z совпадают, достаточно найти спектральное разложение матрицы Y.

Результаты статистических испытаний подтверждают, что сенсоры, порожденные инвариантными к режиму факторами, сохраняют это свойство в большом диапазоне изменения режима, однако есть узлы, сенсорность которых определяется режимом ЭЭС и поэтому они не могут быть определены по матрице узловых проводимостей Y.

Из-за нелинейности зависимости реакций переменных режима ЭЭС на возмущения обычно используется процедура линеаризации, которая справедлива в том случае,

когда либо возмущения не настолько велики, чтобы нелинейность заметно ощущалась, либо сами возмущения дробятся на достаточно малые дозы.

Так линеаризованное уравнение баланса мощности в узлах связывает изменения модулей и фаз узловых напряжений с изменениями активных и реактивных нагрузок

$$\begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \end{pmatrix} = J^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}, \tag{3.3}$$

в каждом малом диапазоне изменения которых матрица, обратная несимметричной квадратной вещественной матрице Якоби

$$J = \begin{pmatrix} \partial P/\partial\delta & \partial P/\partial U \\ \partial Q/\partial\delta & \partial Q/\partial U \end{pmatrix},$$

полагается неизменной.

Спектральный анализ таких матриц для схем большой размерности связан с существенными вычислительными трудностями. Использование же процедуры нормализации $J^T J$ или JJ^T приводит как к ухудшению обусловленности результирующей матрицы, так и к дополнительным затратам времени, связанным с процедурой перемножения матриц. Для выявления сенсоров на основе анализа матрицы Якоби может использоваться ее сингулярное разложение [146]

$$J = W\Sigma V^T = \sum_{i=1}^{n} w_i \sigma_i v_i^T , \tag{3.4}$$

где $W = (w_1, w_2, ..., w_n)$, и $V = (v_1, v_2, ..., v_n)$ – ортогональные матрицы размера $(n \times n)$ каждая, их i-е столбцы являются соответственно i-м левым и i-м правым ортонормированными сингулярными векторами, $\Sigma = \mathrm{diag}(\sigma_1, \sigma_2, ..., \sigma_k)$ – диагональная матрица сингулярных значений.

С учетом (3.4) выражение (3.3) может быть представлено как

$$\begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \end{pmatrix} = \left(\sum_{i=1}^{n} v_i w_i^T / \sigma_i \right) \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}. \tag{3.5}$$

Если для упорядоченных по мере возрастания сингулярных значений $\sigma_1 \le \sigma_2 \le \sigma_3 \le .... \le \sigma_n$ первое из них существенно меньше остальных, то при прочих равных условиях наибольший вклад в изменения модулей и фаз напряжений вносит первое слагаемое суммы $\sum_{i=1}^{n} v_i w_i^T / \sigma_i \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix}$, что позволяет переписать (3.5) в виде

$$\begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \end{pmatrix}^{(1)} + \sum_{2}^{n} \varepsilon_i = (v_1 w_1^T / \sigma_1) \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} + \sum_{i=2}^{n} \varepsilon_i , \tag{3.6}$$

где $\sum_{i=2}^{n} \varepsilon_i$ – погрешность определения напряжений из-за отбрасывания в (3.6) $n-1$ слагаемых.

Чем больше отличие первого сингулярного значения от остальных, тем меньше погрешность отбрасывания $n-1$ слагаемых и тем больше причин делать выводы о характере поведения параметров режима, анализируя только первое слагаемое, связанное с σ_1.

При определенных выше условиях можно утверждать, что максимальные изменения фаз и модулей напряжения при случайных изменениях нагрузок будут происходить в узлах, соответствующих максимальным компонентам первого правого сингулярного вектора

$$\begin{pmatrix}\Delta\delta\\ \Delta U\end{pmatrix}^{(1)} = v_1 \Delta S^{(1)} = v_1 (w_1^T / \sigma_1)\begin{pmatrix}\Delta P\\ \Delta Q\end{pmatrix}. \qquad (3.7)$$

Введение скалярной величины $\Delta S^{(1)}$, названной первым обобщенным возмущением, позволяет установить, что максимальные изменения фаз и модулей напряжения будут в сенсорных узлах.

Аналогично первому обобщенному возмущению с учетом разложения (3.4) может быть записана скалярная величина первой обобщенной реакции $\Delta F^{(1)} = (\sigma_1 v_1^T)\begin{pmatrix}\Delta\delta\\ \Delta U\end{pmatrix}$, показывающей, что максимальный вклад в изменения фаз и модулей напряжений оказывают изменения инъекций в узлах, соответствующих максимальным компонентам левого сингулярного вектора.

Можно получить наглядное представление сенсорных по модулям или фазам напряжения узлов, порождаемых как сценариями возмущений, так и инвариантными к режиму факторами. Для этого узлы ЭЭС проектируются на плоскость в координатах первого и второго (или любой другой пары) сингулярных векторов, связанных с первым и вторым сингулярными значениями. Узлы, которые на такой проекции находятся на максимальном расстоянии от начала координат, являются сенсорными. После объединения узлов связями получаем проекцию графа сети в координатах первого и второго правых сингулярных векторов. На такой проекции можно увидеть также подсистемы узлов, обладающих приблизительно одинаковой сенсорностью, наиболее длинные слабые связи и слабые сечения. Благодаря тому, что удалось разработать быстродействующую процедуру сингулярного анализа, информация о сенсорах может быть получена по текущим оценкам параметров режима в реальном времени, что позволяет отслеживать сенсорные элементы, порождаемые как коммутациями схемы сети, так и изменением режима ЭЭС. Этот же прием используется и для построения проекции графа сети в координатах собственных векторов.

При наличии *k* близких по величине сингулярных значений для выделения узлов с сенсорными модулями или фазами напряжения можно исследовать максимальные компоненты сингулярных векторов, связанных с каждым из *k* сингулярных значений. Для систем большой размерности при большом числе k такой анализ трудоемок.

Другая возможность заключается в использовании для оценки сенсорных узлов суммы *k* нормированных правых сингулярных векторов, соответствующих модулям или фазами узловых напряжений. Для узла *i* такие суммы могут быть записаны как

$$\Delta u_i = (v_{ui1}{}^2 / \sigma_1 + v_{ui2}{}^2 / \sigma_2 + \ldots + v_{uik}{}^2 / \sigma_k)^{0,5}, \qquad (3.8)$$

$$\Delta\delta_i = (v_{\delta i1}{}^2 / \sigma_1 + v_{\delta i2}{}^2 / \sigma_2 + \ldots + v_{\delta ik}{}^2 / \sigma_k)^{0,5}, \qquad (3.9)$$

$v_{uij} / \sigma_j{}^{0.5}$ и $v_{\delta ij} / \sigma_j{}^{0.5}$ – компоненты *j*-го правого сингулярного вектора, связанные с модулем и фазой напряжения в *i* - м узле, *j*=1,…,*k*.

При определении чувствительности модуля или фазы напряжения в узле *i* число слагаемых в суммах должно быть таким, чтобы при их увеличении не происходило увеличения Δu_i и $\Delta\delta_i$ на величину, большую некоторой заданной точности ε.

Поскольку сингулярные векторы нормированы, максимально возможное значение компоненты сингулярного вектора также равно единице. Отсюда следует, что максимальный вклад *j*-го сингулярного вектора в значения Δu_i и $\Delta\delta_i$ можно оценить как

$$\Delta u_i{}^j = \Delta\delta_i{}^j = \frac{1}{\sigma_j}.$$

Спектральный и сингулярный анализ, а также информация о сенсорах, полученная на их основе, позволяет решить большой перечень задач, связанных с анализом ЭЭС.

Определение слабых связей и способы их усиления. Оценка прочности сети связана с определением факторов, от которых в большей степени зависит чувствительность ЭЭС. Такие элементы схемы сети названы слабыми местами. Слабые узлы и связи при учете инвариантных к режиму факторов могут быть найдены при исследовании следующих производных:

$$\frac{\partial \lambda_{\mathrm{i}}}{\partial y_{st_i}} = \pm v_{\mathrm{i}1}^{2}, \tag{3.10}$$

$$\frac{\partial \lambda_{1}}{\partial y_{\mathrm{i\text{-}j}}} = (v_{i1} - v_{j1})^2, \tag{3.11}$$

где y_{i-j} и y_{sh_i} проводимость линии $i-j$ и шунта в узле i.

Модуль минимального собственного значения матрицы узловых проводимостей может быть увеличен при увеличении проводимости слабой связи, введении дополнительной связи, для которой производная (3.11) максимальна, введении емкостных шунтов и фиксации напряжения в слабых узлах.

Изменения перетоков активной и реактивной мощности в связи *i-j* $\Delta P_{\mathrm{ij}} = (\partial P_{ij} / \partial \delta_{ij}) \cdot \Delta \delta_{ij}$ и $\Delta Q_{ij} = (\partial Q_{ij} / \partial U_{ij}) \cdot \Delta U_{ij}$ во многом определяются значениями $\Delta \delta_{ij}$ и ΔU_{ij}, которые можно оценить по разности компонент первого правого сингулярного вектора $(v_{\delta \mathrm{i}1} - v_{\delta j1})$ и $(v_{U\mathrm{i}1} - v_{Uj1})$, соответствующих фазам и модулям узловых напряжений в *i*-м и *j*-м узлах, и могут также использоваться как показатели слабости связи. Чем больше при увеличении перетока связи изменяется $\Delta \delta_{ij}$ и ΔU_{ij}, тем быстрее будет достигнут в ней предел передаваемой мощности, и наступит вырождение матрицы Якоби.

Другим показателем слабости связи, позволяющим определить параметры сети или переменные режима *f*, оказывающие максимальное влияние на обусловленность матрицы Якоби, является производная от минимального сингулярного значения по *f*

$$\partial \sigma_1 / \partial f = w_1^T (\partial J / \partial f) v_1 . \tag{3.12}$$

Так, слабой может быть названа связь i - j, изменение проводимости y_{ij} которой приводит к максимальному изменению σ_1

$$\frac{\partial \sigma_{\mathrm{1}}}{\partial y_{ij}} = \mathrm{w}_{\mathrm{1}}^{\mathrm{T}} (\partial J / \partial y_{ij}) v_1 = \begin{pmatrix} w_{1\delta} & w_{1U} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \dfrac{\partial^2 P}{\partial \delta \partial y_{ij}} & \dfrac{\partial^2 P}{\partial U \partial y_{ij}} \\ \dfrac{\partial^2 Q}{\partial \delta \partial y_{ij}} & \dfrac{\partial^2 Q}{\partial U \partial y_{ij}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_{1\delta} \\ v_{1U} \end{pmatrix}. \tag{3.13}$$

Из выражения (3.13) следует, что на минимальное сингулярное значение σ_1 оказывают влияние не только значения проводимостей ветвей, но и параметры текущего режима, что может привести к изменению ранжирования связей по слабости при изменении режима.

При наличии *k* близких сингулярных значений при определении слабых связей следует использовать компоненты сингулярных векторов, связанных с *k* сингулярными значениями. Показателем слабости связи *i-j* в случае *k* близких сингулярных значений могут быть разности $(\Delta u_{\mathrm{i}} - \Delta u_j)$ и $(\Delta \delta_i - \Delta \delta_j)$.

Если в качестве показателя слабости связи используется производная от сингулярного значения по проводимости связи y_{ij}, то при учете k минимальных сингулярных значений слабость связи может оцениваться суммой

$$\sum_{m=1}^{k} \frac{\partial \sigma_m}{\partial y_{ij}} = \sum_{m=1}^{k} w_m^T \frac{\partial J}{\partial y_{ij}} v_m . \qquad (3.14)$$

Эксперименты свидетельствуют о том, что ситуация наличия большого числа близких минимальных сингулярных значений наиболее характерна для случая больших энергосистем, состоящих из большого числа минимально взаимосвязанных подсистем, каждая из которых имеет свои сенсорные узлы и свои слабые связи.

Выход из указанной ситуации заключается в предварительной разбивке большой системы на минимально взаимосвязанные подсистемы и решении проблемы выделения сенсорных и слабых элементов каждой подсистемы независимо. Тем не менее при ранжировании межсистемных связей между подсистемами по их слабости требуется либо решение задачи для полной сети, либо без эквивалентирования узлов отдельных минимально взаимосвязанных подсистем, либо с эквивалентированием части узлов таких подсистем.

Ухудшение обусловленности, связанное с изменением режима ЭЭС, например его утяжелением, в результате которого может произойти нарушение статической устойчивости, или коллапс напряжений, может быть ликвидировано использованием FACTS (flexible ac transmission system), управляющими в реальном времени продольными проводимостями, уровнями напряжения на передающем и приемном концах, фазовым углом линии, и различных видов НЭ, обеспечивающих резерв для регулирования частоты и активной мощности [147, 148].

Оперативный контроль надежности. Знание слабых связей позволяет существенно упростить процедуру составления списка наиболее опасных отказов, являющуюся начальным этапом исследования оперативной надежности и связанную с трудоемким анализом возможных аварийных ситуаций и оценкой их тяжести.

Именно слабые связи составляют список наиболее существенных отказов, поскольку их выпадение приводит к максимальному уменьшению минимального сингулярного значения, результатом чего может быть как ухудшение обусловленности, так и вырождение матрицы Якоби. Недооценка опасности отключения слабых связей может привести как к снижению надежности электроснабжения, так и к снижению качества электрической энергии.

Для получения максимального эффекта по увеличению минимального собственного (сингулярного) значения необходимо увеличить проводимость слабой связи, следовательно, уменьшение проводимости такой связи приведет к уменьшению минимального сингулярного значения, при выпадении слабой связи такое уменьшение будет максимально [149]. В [22] показано совпадение результатов ранжирования наиболее опасных отказов, полученное на основе сингулярного анализа, с результатами, полученными на основе индекса тяжести, равного отношению текущего перетока мощности к предельному по термической стойкости перетоку.

Определение узлов, в которых велика вероятность возникновения коллапса напряжений. Следующей задачей, использующей сингулярный анализ, является оценка статической устойчивости по напряжению. Коллапс напряжения – частный случай нарушения статической устойчивости. Чем ближе минимальное сингулярное значение матрицы Якоби к нулю, тем ближе текущий устойчивый установившейся режим к режиму, предельному по статической устойчивости.

Часто в качестве приближенного показателя коллапса напряжения изучают значения уровней напряжения в нагрузочных узлах. Однако использование этого показате-

ля для определения расстояния до точки коллапса в отличие от минимального сингулярного значения довольно затруднительно. Если минимальное сингулярное значение может быть индикатором коллапса напряжения, то компоненты связанного с ним сингулярного вектора содержат информацию об узлах, в которых коллапс наиболее вероятен [148]. Мероприятия, приводящие к увеличению прочности сети, эффективны для повышения статической устойчивости по напряжению, и, тем самым, для предотвращения коллапса напряжения.

Определение точек измерения напряжений высших гармоник. При недостаточной оснащенности энергосистем средствами измерений показателей качества электроэнергии (ПКЭ) целесообразно применять специальные информационные системы лишь в наиболее ответственных точках контроля ПКЭ. Так, при анализе такого показателя качества, как несинусоидальность напряжений регистрация отклонений уровней напряжений должна проводиться в сенсорных узлах на высших гармониках, определяемых на основе анализа спектрального разложения матрицы узловых проводимостей, записанной для изучаемой гармоники [150, 151].

Возмущения ΔI_{fy} – узловые токи источников f-й гармоники и реакции сети ΔU_f – узловые напряжения f-й гармоники, связаны соотношением

$$Y_f \Delta U_f = \Delta I_{fy} \ , \tag{3.15}$$

где Y_f – матрица узловых проводимостей для f-й гармоники, для которой Y_f справедливо спектральное разложение

$$Y_f = V \Lambda V^T = \sum_{i=1}^{k} v_i \lambda_i v_i^T \ . \tag{3.16}$$

С учетом (3.16) изменения узловых напряжений ΔU_f на f-й гармонике могут быть определены как

$$\Delta U_f = Z_f \Delta I_{fy} = \sum_{i=1}^{n} (v_i v_i^T / \lambda_i) \Delta I_{fy} \, , \tag{3.17}$$

где Z_f – матрица узловых сопротивлений на f-й гармонике.

Для формирования матрицы узловых проводимостей Y_f необходимо провести моделирование на соответствующей гармонике параметров трансформаторов, линий электропередач и нагрузок, представляемых активными и индуктивными шунтами. Алгоритм определения контрольных точек изучаемой схемы на высших гармониках состоит в следующем.

1. Задается номер гармоники, для которой будет проводиться исследование.

2. Для заданной гармоники определяются параметры схем замещения линий и трансформаторов, а также представляемой шунтами нагрузки.

3. Если волновая длина линии электропередачи становится равной 500 км или превышает ее, параметры схемы замещения линии пересчитываются с использованием гиперболических функций.

4. Находятся элементы матрицы узловых проводимостей. В качестве балансирующего узла при этом выступает земля, потенциал которой для всех гармоник полагается равным нулю.

5. Определяется спектральное разложение матрицы узловых проводимостей – собственные векторы, соответствующие λ_1 и λ_2.

6. Определяются сенсорные узлы, максимально отстоящие от начала координат при их проектировании на плоскость в координатах первого и второго собственных

векторов. Узлы с максимальной сенсорностью – наиболее информативные для обнаружения гармоник напряжения и именно в них надо проводить замеры.

Информация о слабых местах на высших гармониках, полученная аналогично (3.8), (3.9), позволяет воздействием на их параметры существенно уменьшить сенсорную неоднородность, например определить параметры фильтров, снижающих сенсорность узловых напряжений на высших гармониках.

Из проекции графа сети для 13-й гармоники (рис. 3.16, *а*, видно, что узел 4104 (Новая Уда) по результатам спектрального анализа является наиболее сенсорным. После установки фильтра в этом узле сенсорность напряжения в нем резко уменьшается, что можно видеть из проекции графа сети, показанной на рис. 3.16, *б*.

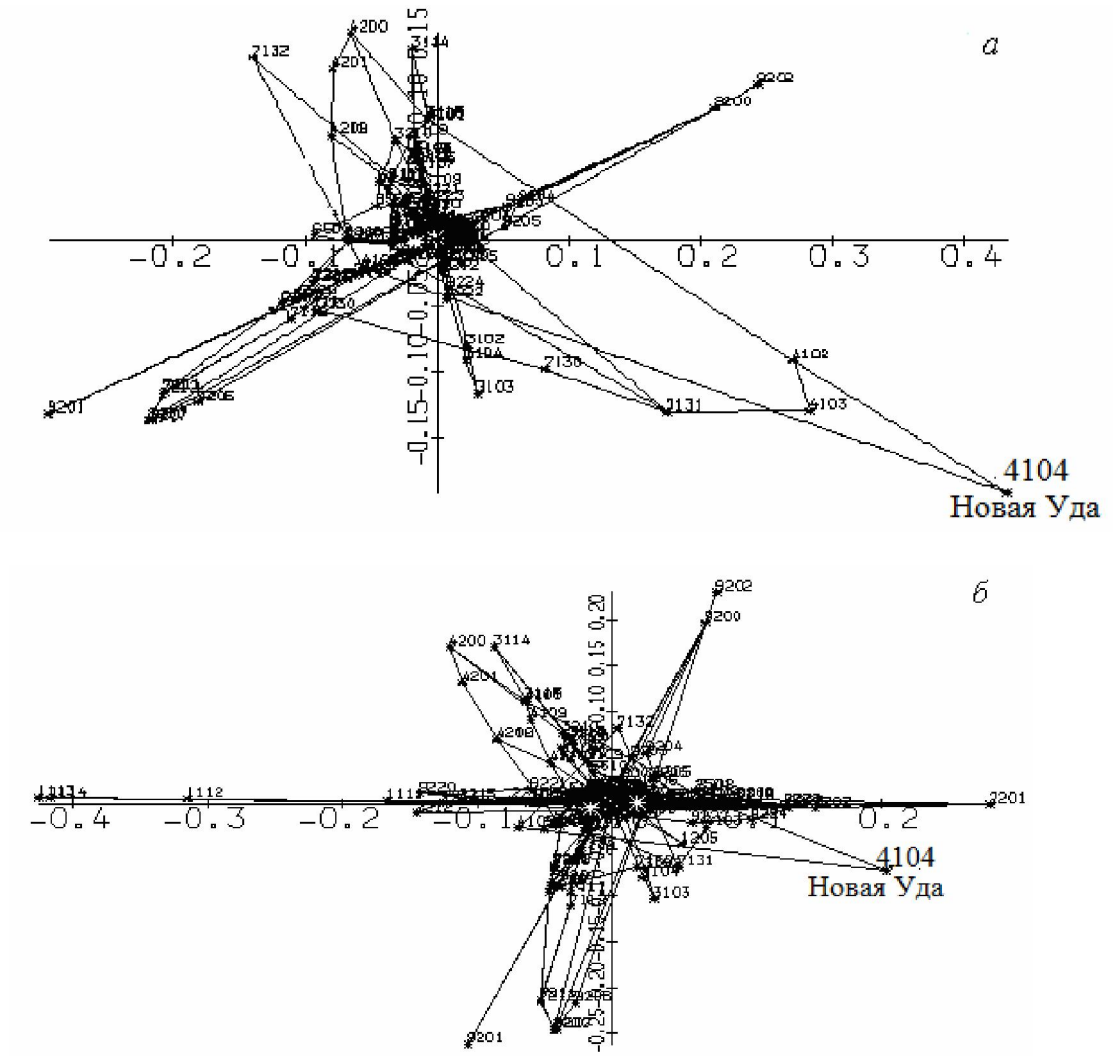


Рис. 3.16. Проекция графа Иркутской энергосистемы на плоскость в координатах первого и второго собственных векторов матрицы Y_f для 13-й гармоники (*а*) до и (*б*) после установки фильтра.

Синтез системы сбора данных для оценивания состояния ЭЭС. Для решения проблемы оценивания переменных режима ЭЭС по телеизмерениям, в число измеряемых целесообразно включить наиболее информативные параметры, обеспечивающие

наилучшую обусловленность матрицы наблюдаемости и минимальное влияние погрешностей измерений на погрешности оценок модулей и фаз напряжений в узлах, где эти параметры не измеряются. Такими наиболее информативными параметрами, как показано в [22], являются параметры режима слабых мест, оказывающие максимальное влияние на минимальное сингулярное значение матрицы Якоби.

Сочетание методов адресности и сингулярного анализа для определения наиболее загруженных слабых связей. При увеличении перетока активной мощности на пути, включающем загруженные слабые связи, предел передаваемой мощности наступает именно в таких связях. Если предположить, что все связи, по которым передается мощность из генераторного узла *j*, имеют одинаковую пропускную способность, то при наращивании мощности в генераторном узле *j* в связи *k-l*, имеющей максимальный коэффициент $a_{k\ell}^{j}$, переток мощности достигнет своего предельного значения раньше, чем перетоки в других связях. Для определения коэффициентов $a_{k\ell}^{j}$ может быть использован алгоритм адресности [152], заключающийся в поиске путей от каждого генератора на ориентированном графе, ориентация ветвей которого совпадает с направлением перетоков в них.

Если мощность генераторного узла будет увеличена на величину Δp, то переток мощности в связи *k-l* возрастет на величину $\Delta p_{k\ell} = a_{k\ell}^{j} \cdot \Delta p$, где $a_{k\ell}^{j}$ – коэффициент адресности, определяющий вклад мощности генерации узла j в переток связи *k-l* из узла k в узел *l*.

В подсистеме, связанной с передачей мощности конкретного генератора, связи, ранжированные в результате сингулярного анализа как слабые, могут иметь небольшие коэффициенты адресности, и, наоборот, связи, не являющиеся самыми слабыми, могут иметь большие коэффициенты адресности. Для определения компромиссного решения связям каждой из подсистем может быть приписан вес, равный произведению показателя слабости связи на коэффициент адресности, например весовой коэффициент для связи *k-l* может быть представлен как $(v_{\delta k1} - v_{\delta \ell 1}) \cdot a_{k\ell}^{j}$.

Пример использования сингулярного анализа для определения слабых связей и сечений в тестовой схеме ЭЭС [153]. Рассмотрим 14-ю узловую схему ЭЭС (рис. 3.17). Узлы 1, 3, 101, 201 и 203 – генераторные, 101 – балансирующий; 4, 6, 7, 100 – нагрузочные. На схеме стрелками показаны направления перетоков активной мощности для базисного состояния системы, далекого от предела по статической устойчивости.

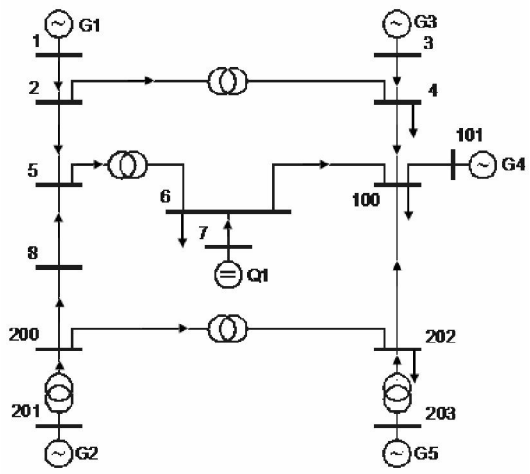


Рис. 3.17. Схема 14-й узловой тестовой сети.

Будем использовать следующий план по выявлению слабых связей и сечений тестовой схемы:

1. Определение для базисного режима на основе сингулярного анализа узлов, обладающих максимальной реакцией на обобщенное возмущение, и узлов, порождающих максимальные обобщенные возмущения, а также слабых связей, изменение режима которых оказывает наибольшее влияние на обусловленность матрицы Якоби;

2. Анализ факторов, влияющих на пропускную способность слабых связей.

3. Подтверждение того, что при увеличении мощности, передаваемой на пути, проходящем через слабые связи, предел передаваемой мощности наступает в наиболее загруженной слабой связи.

Компоненты правого сингулярного вектора, соответствующие фазам узловых напряжений (рис. 3.18, *А, а*) определяют узлы 200–203 как узлы с наиболее сенсорными фазами и позволяют выделить две группы когерентных генераторов – 201, 203 и 1, 3, фазы напряжений которых имеют близкую реакцию на внешние возмущения.

Анализ компонент левого сингулярного вектора, соответствующих фазам узловых напряжений (рис. 3.18, *Б*, *а*) показывает, что изменение генерации узлов 201 и 203, должно привести к максимальной реакции фаз узловых напряжений.

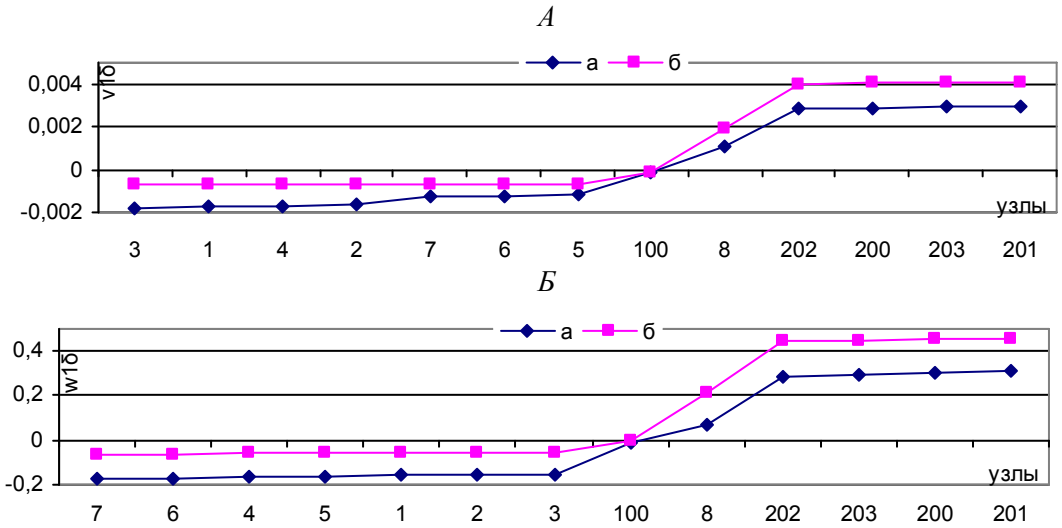


Рис. 3.18. Значения компонент первого правого $v_{1\delta}$ (*А*) и первого левого $w_{1\delta}$ (*Б*) сингулярных векторов, соответствующие фазам узловых напряжений. Режим: *а* – базисный, *б* – предельный.

Графики *а* на рис. 3.19, 3.20 показывают значения разности компонент правого сингулярного вектора, соответствующих номерам узлов по концам связей, и производным от минимального сингулярного значения матрицы Якоби по проводимостям связей. Анализ этих графиков позволяет выделить, связи 200-8, 8-5 и 202-100 как слабые. Ранжирование слабых связей по первому и второму критериям отличаются. Это позволяет предположить, что слабость связи 202-100 в большей степени определяется режимом, а слабость связей 200-8, 8-5 их проводимостями, последнее подтверждается исследованиями, приведенными в [22].

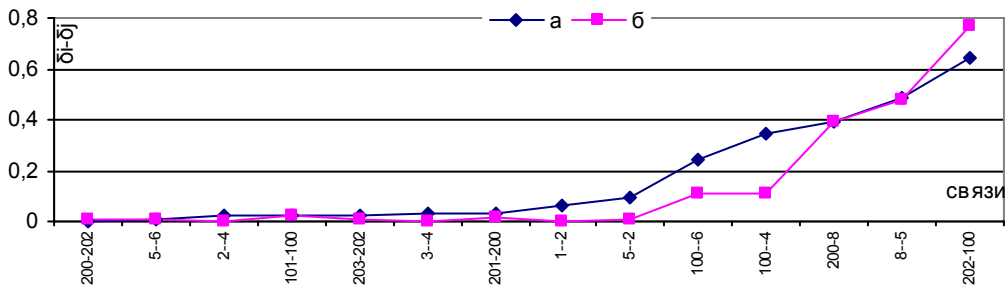


Рис. 3.19. Нормированные значения разности компонент правого сингулярного вектора, соответствующих номерам узлов по концам связи. Режим: *а* – базисный, *б* – предельный режим.

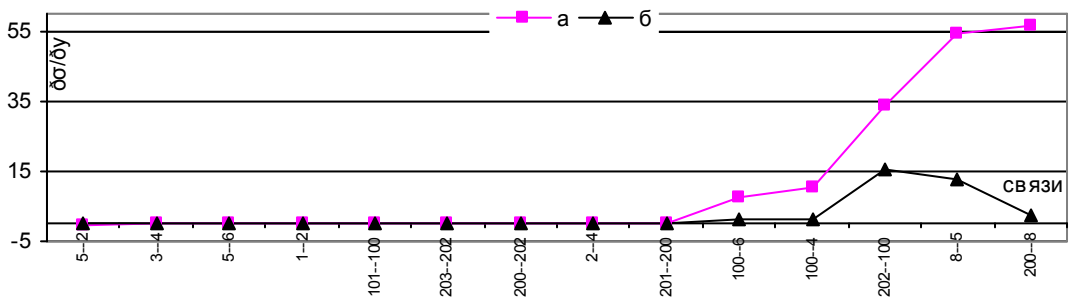


Рис. 3.20. Производная $\partial\sigma_1/\partial y_{kl}$. Режим: *а* – базисный, *б* – предельный.

Информация о максимальных весовых коэффициентах позволяет выделить в каждой подсистеме слабые сечения. Такая процедура достаточно проста и связана с исключением наиболее загруженных слабых связей до тех пор, пока не будет получена разбивка изучаемой подсистемы на несвязные подсистемы.

Определим на основе метода адресности [151] (рис. 3.21) подсистемы, связанные с передачей мощности из

генераторных узлов 1 и 3 в нагрузочный узел 4 – подсистема *a*;

балансирующего узла 101 в нагрузочные узлы 4 и 6 – подсистема *b*;

генераторного узла 201 в нагрузочные узлы 4, 6 и 202 – подсистема *c*, включающая слабые связи 200-8, 8-5 и 202-100;

генераторного узла 203 в нагрузочные узлы 4, 6, 202 – подсистема *d*, включающая слабую связь 202-100.

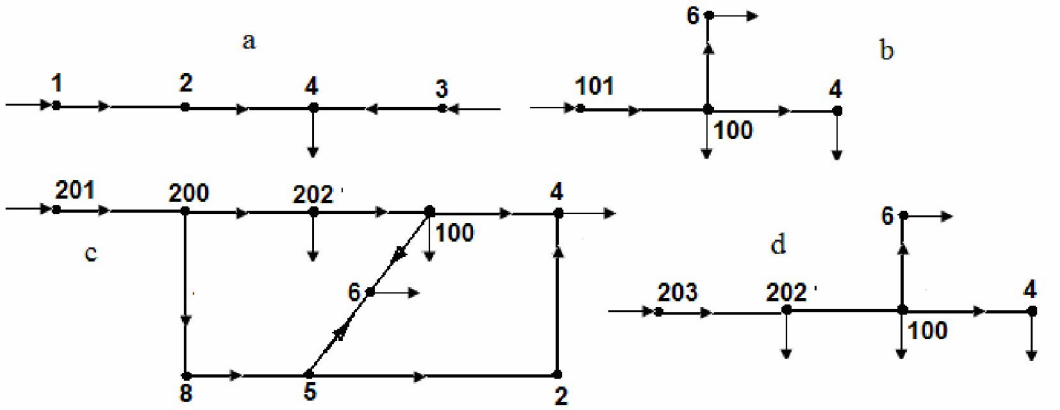


Рис. 3.21. Подсистемы, связанные с передачей активной мощности из генераторных узлов в нагрузочные.

Для иллюстрации влияния на обусловленность матрицы Якоби увеличения мощности, передаваемой по слабым связям, рассмотрим одновременное одинаковое увеличение (уменьшение) активной мощности генерации в узлах 201 и в 203, вклад которых в обобщенное возмущение максимален (на Δp), что приведет к уменьшению (увеличению) генерация в базисном узле 101 (на $2\Delta p$ плюс изменение потерь).

На рис. 3.22 показано изменение минимального сингулярного значения матрицы Якоби при увеличении и уменьшении активных мощностей генерации узлов 201 и 203. При увеличении генерации в каждом из узлов 201 и 203 больше, чем $16{,}75\Delta p$, наступа-

ет нарушение статической устойчивости, сопровождающееся резким уменьшением числа обусловленности. Наилучшая обусловленность матрицы Якоби определена при уменьшении генерации каждого из узлов на $35\Delta p$ относительно обозначенного нулем базисного состояния. На рис. 3.17, 3.18 графики *б*, построены для предельного режима, они характеризуют повышение чувствительности, вызванное ухудшением обусловленности матрицы Якоби.

Изменение разности фаз напряжений в связях, вошедших в пути передачи мощности из генераторных узлов 201 и 203 в подсистемах *c* и *d* (рис. 3.23) показывает, что вырождение матрицы Якоби наступает из-за достижения большой разности фаз в связи 202-100.

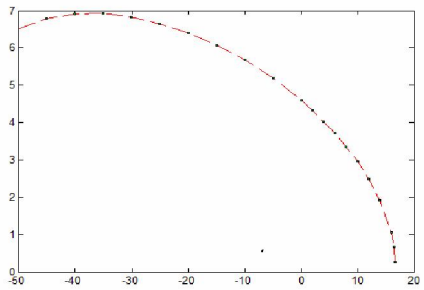


Рис. 3.22. Изменение минимального сингулярного значения матрицы Якоби при увеличении и уменьшении мощности генерации в узлах 201 и 203 на Δp

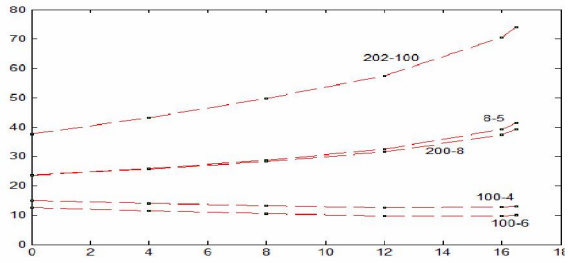


Рис. 3.23. Изменение разности фаз напряжения по концам ветвей, вошедших в пути передачи мощности из генераторных узлов 201 и 203 в нагрузочные при увеличении мощности генерации на Δp

Еще одним подтверждением слабости связи 202-100 является влияние увеличения проводимостей слабых связей на минимальное сингулярное значение матрицы Якоби и предельное значение генерации узлов 201 и 203 (табл. 3.1). При практически одинаковом влиянии на число обусловленности, увеличение проводимости связи 202-100 приводит к значительно большей пропускной способности сети по сравнению со связями 200-8, 8-5.

Таблица 3.1. **Влияние увеличения проводимостей слабых связей на предельные мощности Δp генераций узлов 201 и 203 и минимальное сингулярное значение матрицы Якоби, %**

Увеличение Y, %	Δp			$\sigma_1 = \sigma_{\min}$		
	202-100	200--8	8--5		200--8	8--5
0	16,75	16,75	16,75	4,59	4,59	4,59
10	19,88	18,25	18,25	4,59	4,88	4,85
20	23,75	19,81	19,94	5,13	5,18	5,13
30	28,63	21,56	21,69	5,43	5,53	5,43
40	34,94	23,44	23,69	5,77	5,93	5,77
50	43,25	25,56	25,81	6,13	6,4	6,13

В табл. 3.2 представлено изменение коэффициентов адресности связей, вошедших в подсистемы *c* и *d*, при увеличении генерации в 201 и 203 узлах, а также значения весовых коэффициентов в исходном и предельном режимах.

В подсистеме *d* наиболее загруженной является слабая связь 202-100, при увеличении мощности генераторного узла коэффициент адресности этой связи также увеличивается. Связь 202-100 в подсистеме *d* имеет максимальные весовые коэффициенты как в исходном, так и в утяжеленном режимах.

В исходном и утяжеленном режимах в подсистеме *c* наиболее загруженными слабыми связями являются 200-8, 8-5 и 202-100. При изменении мощности 201 узла коэффициенты адресности этих связей изменяются незначительно. В случае изменения мощности 201 узла на $-35\Delta p$, при которой обусловленность матрицы Якоби наилучшая, связь 202-100 теряет статус слабой, и даже ее отключение не приводит к нарушению устойчивости. Слабое сечение проходит через наиболее загруженные слабые связи 202-100 и 8-5 подсистемы *c* .

Результаты, приведенные в табл. 3.2 подтверждают возможность определения наиболее загруженных слабых связей, в которых при увеличении передаваемой мощности раньше, чем в других связях, достигается предел пропускной способности на основе показателя слабости, полученного при совместном использовании методов адресности и сингулярного анализа.

Структурный анализ. При эксплуатации ЭЭС выполняются расчеты переходных процессов в ней при разных внешних возмущениях. На основе этих расчетов осуществляется анализ динамической устойчивости, позволяющий выработать рекомендации диспетчеру по предотвращению возможных аварийных ситуаций. Исследование динамических свойств ЭЭС связано с необходимостью рассмотрения разнообразных исходных условий, для которых важно оценить характер и качество переходных процессов и выбрать нужные мероприятия по обеспечению устойчивости. Сложность такого подхода определяется сложностью математической модели динамики поведения ЭЭС, включающей дифференциальные и алгебраические уравнения высоких порядков, комплексностью показателя качества переходных процессов.

Альтернативным подходом является метод структурного анализа, предложенный и глубоко исследованный в работах [130–134, 136, 154–159]. Первая важная особенность структурного анализа, позволяющая существенно уменьшить размер анализируемой схемы сети, – исследование связности структуры ЭЭС по отношению к ее генераторам. Этот подход, названный электромеханическим эквивалентированием, позволяет существенно уменьшить размер расчетной схемы сети.

К дополнительной возможности уменьшения объема решаемой схемы относится близость реакции генераторов на одно и то же внешнее возмущение, такие генераторы названы когерентными и могут быть представлены в виде эквивалентного генератора.

В основе структурного анализа лежит представление возможных расчетных условий структурными показателями, характеризующими динамические свойства ЭЭС. Каждому возмущению соответствует конкретная реакция в виде кривых переходного процесса, характеризующих движение роторов генераторов. Реакции на разные возмущения могут быть сходными, что позволяет объединить возмущения, вызывающие близкие реакции, в одну группу, кластер. Чем большему числу возмущений соответствует близкие реакции, тем более вероятна такая реакция. Для более детального изучения может быть выбрано любое из возмущений группы, объединенных общностью реакции.

Таблица 3.2. **Изменение коэффициентов адресности для связей, вошедших в подсистемы *c* и *d*, при увеличении генерации в узлах 201 и 203 на Δp и весовые коэффициенты* $(v_{1\delta\,k} - v_{1\delta\,l}) \cdot a_{kl}^{j}$ для исходного и предельного режимов**

	Связи подсистемы *c*									*d*		
Δp	**200-8**	**8-5**	5-6	5-2	2-4	100-6	200-202	**202-100**	100-4	**202-100**	100-4	100-6
-45,000	0,999	0,985	0,896	0,076	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001
-25,000	0,950	0,940	0,810	0,111	0,111	0,002	0,041	0,011	0,001	0,260	0,024	0,053
-15,000	0,929	0,908	0,750	0,130	0,130	0,005	0,071	0,030	0,002	0,428	0,035	0,053
-5,000	0,900	0,884	0,710	0,142	0,141	0,007	0,048	0,048	0,003	0,530	0,037	0,075
0,000	0,901	0,873	0,700	0,146	0,145	0,007	0,098	0,057	0,004	0,570	0,037	0,073
0,000	**0,353**	**0,425**	**0,008**	**0,014**	**0,003**	**0,002**	**0,000**	**0,036**	**0,001**	**0,365**	**0,013**	**0,018**
4,000	0,895	0,865	0,687	0,148	0,147	0,007	0,104	0,063	0,004	0,600	0,036	0,069
8,000	0,889	0,856	0,673	0,149	0,148	0,072	0,110	0,069	0,004	0,620	0,035	0,065
12,000	0,882	0,845	0,650	0,149	0,148	0,007	0,117	0,076	0,004	0,646	0,034	0,061
16,000	0,869	0,823	0,630	0,145	0,143	0,008	0,130	0,087	0,004	0,668	0,033	0,058
16,750	0,850	0,805	0,613	0,139	0,136	0,008	0,141	0,095	0,005	0,670	0,033	0,060
16,750	**0,336**	**0,387**	**0,003**	**0,002**	**0,000**	**0,014**	**0,001**	**0,073**	**0,001**	**0,513**	**0,004**	**0,006**

* Выделены жирным шрифтом

Реакцию системы на возмущения предложено характеризовать в виде матриц сходства и различия параметров режима. Различают две степени связности генераторов: электрическую, определяемую параметрами элементов схемы сети и их загрузкой, и динамическую, зависящую также и от динамических параметров. Любой из структурных показателей может использоваться для определения группы возмущений, объединенных общностью реакции. В качестве показателя общности реакции может использоваться сравнение как состава связей, формирующих слабое сечение, так и пропускных способностей связей, позволяющее выделить наиболее серьезные возмущения для дальнейшего детального анализа.

Связность характеризует электрическое или динамическое расстояние между генераторами, определяющее взаимодействие между ними. При этом могут использоваться следующие показатели:

1 – сходства генераторов − электрическое расстояние между генераторами. Кластеризация проводится по эквивалентной матрице узловых проводимостей Y_g, отражающей связи между генераторными узлами расчетной схемы сети. На первом этапе построения такой матрицы к данным, характеризующим топологию и параметры элементов схемы сети, для каждого генераторного узла добавляется связь с проводимостью, равной переходному сопротивлению генератора. Для такой схемы составляется матрица узловых проводимостей, которая затем с использованием метода Гаусса приводится к матрице меньшего размера. После исключения всех пассивных узлов, столбцы и строки матрицы соответствуют только генераторным узлам;

2 – структурных максимумов, характеризующий максимумы обменной мощности между генераторами. Кластеризация производится по матрице $E^T Y_g E$, где E − диагональная матрица номинальных значений ЭДС генераторов;

3 – режимных максимумов, который совпадает с показателем структурных максимумов. Однако в нем в качестве элементов вектора E используются не номинальные значения, а полученные в результате расчета режима ЭЭС;

4 – энергии взаимного ускорения и возможного торможения; кластеризация проводится по матрице относительной энергии возможного торможения.

Полученные таким образом матрицы показателей исследуются с помощью алгоритмов кластерного анализа, для которых каждый генератор представляет собой объект кластеризации, а расстояние между объектами определяется на основе какого-либо из введенных показателей. В результате кластеризации получаются группы сильно связанных между собой генераторов и слабые сечения между ними. Для выделения кластеров когерентных генераторов и слабых связей между ними, наряду с многочисленными проанализированными в [22] методами, могут использоваться и методы спектрального и сингулярного анализа.

Рассмотрим конкретную расчетную ситуацию – трехфазное короткое замыкание в узле 5 тестовой сети (рис. 3.17). Анализ наиболее характерных кривых изменений во времени углов роторов генераторов, считая с момента возмущения[1] (рис. 3.24) позволяет оценить степени сходства поведений (меры когерентности) генераторов качественно – на уровне «более сходны» − «менее сходны». Наибольшим взаимным сходством обладают генераторы 201 и 203, в несколько меньшей мере генераторы 1 и 3. Движения подсистем 201, 203 и 1,3 в большей мере сходны между собой, чем с движением гене-

[1] Синхронный компенсатор в узле 7 схемы рис. 3.17 не учитывается как синхронная машина, а задается шунтом постоянной проводимости.

ратора 101. Такой же вывод о когерентности генераторов 201 и 203 и генераторов 1 и 3 получен на основе сингулярного анализа (см. рис. 3.18, *А*).

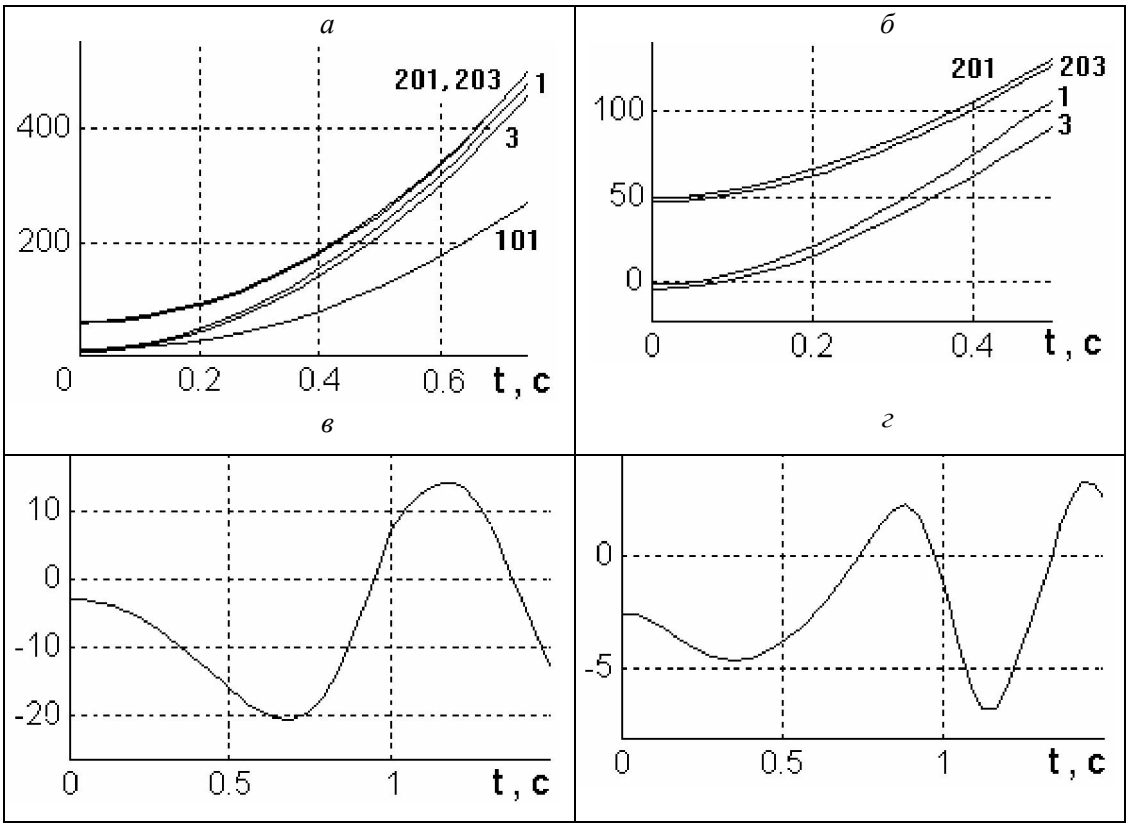


Рис. 3.24. Изменения во времени углов ЭДС генераторов, град. *а* – относительно синхронной оси, *б* – относительно угла генератора 101, *в*– взаимный угол генераторов: 3 и 1, *г* – 203 и 201.

Совпадение результатов по выделению групп когерентных генераторов подтверждает утверждение Л.А. Жукова [122] о возможности применения понятия когерентности и для установившихся режимов. На рис. 3.25 приведена матрица структурных максимумов, при предположении о равенстве единице ЭДС во всех генераторных узлах. Структурный анализ этой матрицы позволил определить в качестве слабого сечения между двумя группами когерентных генераторных узлов то же сечение, которое определено по результатам сингулярного анализа (табл. 3.2), и проходит в эквивалентной схеме по связям 1-201, 1-203, 3-201, 3-203, объединяющим когерентные генераторные узлы 201, 203 и 1, 3. На рис. 3.26 показана возможность определения слабого сечения между группами когерентных генераторных узлов на основе спектрального анализа матрицы $\partial P / \partial \delta$ для схемы, (см. рис. 3.17), эквивалентированной до генераторных узлов.

$E^T Y E =$

	1	3	7	101	201	203
1		0,00495	0,00471	0,00151	0,00070	0,00050
3	0,00495		0,01031	0,00694	0,00160	0,00120
7	0,00471	0,01031		0,02233	0,00931	0,00621
101	0,00151	0,00694	0,02233		0,00720	0,01220
201	0,00070	0,00160	0,00931	0,00720		1,11111
203	0,00050	0,00120	0,00621	0,01220	1,11111	

Рис. 3.25. Матрица показателей электрической связности генераторов для схемы рис. 3.17, жирным шрифтом записаны номера генераторных узлов.

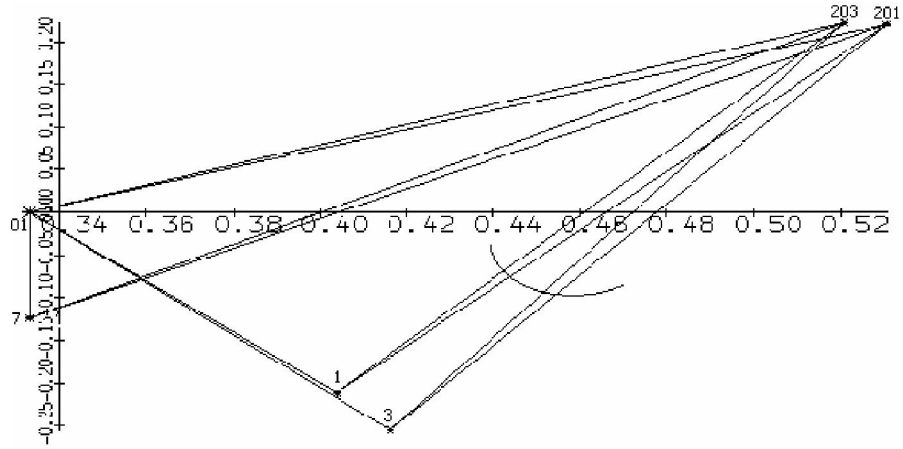


Рис. 3.26. Проекция графа сети рис.3.17 в координатах первого и второго собственных векторов, соответствующих первому и второму минимальным собственным значениям матрицы, приведенной на рис.3.25, и разделяющее их слабое сечение.

3.4. Наблюдаемость и идентифицируемость систем энергетики

3.4.1. Наблюдаемость электроэнергетических систем

Наблюдаемость – важнейшее информационное свойство электроэнергетической системы (ЭЭС), определяющее: условия существования решения задачи расчета параметров режима по данным телеизмерений (оценивания состояния); влияние погрешностей в исходной информации на точность оценивания параметров режима; возможность идентификации плохих данных в телеизмерениях; условия единственности решения задачи оценивания состояния во всем диапазоне возможного изменения режима ЭЭС.

Исследование проблемы наблюдаемости как условия существования решения задачи оценивания состояния ведутся с середины 1960-х годов. Впервые одно из возможных решений задачи выбора состава телеизмерений, обеспечивающего наблюдаемость ЭЭС, дано в 1969 г. [160], где рассматриваются только измерения перетоков, которые предлагается размещать в ветвях дерева-схемы, а деревья выбирать из условия максимизации степени узлов, этот подход развит в работе [161]. Важность количественного исследования наблюдаемости отмечается в работе основоположника оценивания состояния в электроэнергетике профессора Швеппе [162]. Понятие топологической на-

блюдаемости ЭЭС впервые введено в работе [163], в его основу положена зависимость ранга матрицы наблюдаемости от ее структуры, определяющейся топологией схемы сети, составом, и расстановкой телеизмерений. Эти идеи развиты в [164], где предлагалось производить проверку топологической наблюдаемости поиском максимального паросочетания на бихроматическом графе, узлами одного цвета которого являются уравнения установившегося режима, а другого – переменные состояния. Здесь же были введены понятия «светлых» и «темных» пятен, соответствующих наблюдаемым и ненаблюдаемым подсистемам графа сети, которые в первой зарубежной работе [165] названы наблюдаемыми и ненаблюдаемыми островами.

Результаты многолетнего исследования связанных с наблюдаемостью проблем, были обобщены в монографии [29], в которой отражены теоретические основы проблемы наблюдаемости, предложены алгоритмы ее анализа и структура комплекса, предназначенного для синтеза системы сбора данных.

Актуальность исследования наблюдаемости не уменьшается, что связано с важностью решения этой проблемы для управления ЭЭС, а неослабевающий интерес к ее изучению подтверждается ежегодно публикуемыми новыми алгоритмами анализа наблюдаемости и синтеза систем сбора данных. Возросший интерес к наблюдаемости в настоящее время связан также с появлением новой технологии синхронных векторных измерений, названной PMU (Phasor Measurement Unut). Центральной особенностью этой системы является наличие измерений модулей и фаз напряжения в узле установки PMU и, кроме того, измерений модулей и фаз токов во всех смежных такому узлу связях.

Алгоритмы анализа наблюдаемости. Одним из важнейших критериев наблюдаемости является достаточность имеющихся измерений для однозначной оценки всех параметров режима расчетной модели ЭЭС, используемой при управлении. Критерии и алгоритмы анализа наблюдаемости можно разбить на два класса: топологические и алгебраические.

Топологический алгоритм анализа наблюдаемости. ЭЭС наблюдаема, если наблюдаемы ее активная и реактивная модели. Наблюдаемость активной модели предполагает возможность определения по измерениям фаз напряжения, перетоков и инъекций активной мощности фаз напряжений во всех узлах расчетной схемы, а наблюдаемость реактивной модели − возможность определения по измерениям узловых напряжений, перетоков и инъекций реактивной мощности модулей напряжений во всех узлах схемы сети.

В основе топологического алгоритма анализа наблюдаемости [29, 166], проводящегося независимо для активной и реактивной моделей ЭЭС, лежит построение на графе сети дерева измерений, каждая ветвь которого объединена с одним из имеющихся в сети измерений. Активная или реактивная модель, содержащая единственный замер напряжения, является наблюдаемой, если ей соответствует покрывающее дерево измерений. Узел с фиксированной фазой (измеренной фазой) или измеренным модулем напряжения является корневым для такого дерева.

Для наблюдаемости реактивной модели, имеющей несколько замеров напряжения (активной модели, имеющей несколько измеренных фаз напряжения[2], необходимо, чтобы подсистемы деревьев измерений, имеющие замеры напряжений (фазы) в качестве корневых узлов, в совокупности покрывали все узлы графа сети. Алгоритм построе-

[2] Возможность измерения фаз напряжения в нескольких узлах с помощью PMU позволяет анализировать топологическую наблюдаемость активной модели подобно топологической наблюдаемости реактивной модели при измерении нескольких измерений напряжения, не внося в алгоритм анализа наблюдаемости никаких дополнительных действий.

ния дерева измерений состоит из двух этапов. На первом этапе по измерениям перетоков мощности определяется состав ветвей дерева измерений с помощью алгоритма построения максимального покрывающего дерева [167]. Если при этом не будет установлена наблюдаемость ЭЭС, то алгоритм переходит ко второму этапу, заключающемуся в определении ветвей дерева измерений по измеренным инъекциям с помощью метода поиска максимального паросочетания на бихроматическом графе [167], узлы одного цвета которого соответствуют измеренным инъекциям мощности, а второго – ветвям графа сети.

Измерения, поставленные в соответствие ветвям деревьев измерений и их корневым узлам, названы базисными, не вошедшие в деревья измерений – избыточными. Если в результате работы алгоритма дерево измерений окажется несвязным или включающим не все узлы графа сети, или будут выделены подсистемы деревьев без измеренного напряжения (фазы) в корневом узле, то ЭЭС ненаблюдаемая.

Для обеспечения наблюдаемости необходимо ввести дополнительные измерения, которые свяжут отдельные подсистемы деревьев измерений, введут в дерево не вошедшие в него узлы или зададут корневые узлы с измеренным напряжением (фазой). Если нет возможности включения в состав измерений дополнительных, то решается задача выделения наблюдаемых подсистем, все узлы и связи которых наблюдаемы, и ненаблюдаемых подсистем [29].

Если использование PMU измерений никак не сказывается на работе алгоритма анализа наблюдаемости, то этого нельзя сказать в случае применения PMU измерений в качестве дополнительных для обеспечения наблюдаемости. Еще на начальном этапе разработки алгоритмов наблюдаемости идея [160] о целесообразности концентрации измерений в узлах максимальной степени получила развитие в работе [168]. В ней предлагалось для минимизации числа узлов, в которых целесообразно установить датчики измерений перетоков активной и реактивной мощности во всех смежных связях решить задачу целочисленного линейного программирования. В качестве ограничений в ней использовалось требование контроля всех ветвей электрической сети.

Наши исследования показывают, что для выбора минимального числа узлов установки PMU, может использоваться решение задачи целочисленного линейного программирования

$$\min_{x} f^T x,$$
$$Ax \le b,$$

где A – симметричная единичная матрица смежности узлов, а b – число недиагональных элементов этой матрицы. Задача выбора минимального числа пунктов установки PMU может решаться для ЭЭС, полностью или частично ненаблюдаемой. В частично ненаблюдаемой ЭЭС матрица смежности формируется только для части сети, не включающей тех наблюдаемых узлов, которые имеют связи только с наблюдаемыми узлами, поэтому при формировании матрицы A полагается, что из схемы сети исключены все узлы, определенные в результате анализа наблюдаемости активной и реактивной моделей, как наблюдаемые и не имеющие связей с ненаблюдаемыми узлами, и все связи, смежные таким наблюдаемым узлам.

Состав выделенных в процессе проверки топологической наблюдаемости базисных и избыточных измерений во многом определяется последовательностью обработки измерений. Однако в совокупности измерений могут быть такие, которые входят в дерево измерений, как бы ни изменялась последовательность их обработки, это критические измерения, названные так потому, что их выпадение приводит к потере наблюдаемости, остальные измерения – некритические.

Топологический алгоритм выбора избыточных измерений для обеспечения надежности наблюдаемости. С проверкой топологической наблюдаемости тесно связана задача выбора избыточных измерений, обеспечивающих наблюдаемость при выходе из строя как отдельных измерений, так и блоков измерений, образованных смежными одному и тому же узлу базисными измерениями.

Резервирование базисных измерений проводится в каждом независимом контуре и в каждой из ветвей дерева-схемы, определяющихся базисным деревом измерений [169]. Резервирование базисных измерений контуров проводится главным образом в хордах этих контуров – ветвях, не вошедших в дерево измерений, дополнительно резервируется одно из измерений блоков контура, содержащих два измерения. Резервирование базисных измерений ветвей дерева-схемы осуществляется на конце ветви, противоположном базисному измерению.

При резервировании контуров возможна ситуация, когда ветви одного контура полностью входят в состав ветвей другого контура. Контуры как бы вложены один в другой. В этом случае достаточно решить задачу резервирования только для внешнего контура, оставляя внутренние контуры без рассмотрения. Если в состав ветвей контура входят не все, а только часть ветвей другого контура, то их резервирование при рассмотрении одного контура исключает необходимость повторного резервирования при переходе к другому контуру.

Если в составе измерений имеются избыточные, то они в первую очередь рассматриваются как претенденты на резервирование измерений, определенных как базисные. При этом проверяется условие нахождения резервирующего и резервируемого измерений в разных измерительных блоках. Алгоритм стремится ввести резервные измерения в уже существующие блоки и тем самым сократить число вновь создаваемых телеканалов.

При резервировании базисных измерений реактивной модели, содержащей несколько замеров напряжений (активной модели при измерении нескольких фаз напряжения), используется два подхода [29].

Первый заключается в резервировании напряжений перетоками межсистемных хорд, объединяющих отдельные подсистемы, каждая из которых связана с измеренным напряжением (фазой), в одну. Все базисные измерения, для которых существует путь по ветвям дерева, проходящий от узла с измеренным напряжением (фазой) в любой другой узел с измеренным напряжением (фазой), могут считаться зарезервированными [29, 166]. Такой способ резервирования приводит к размазыванию области влияния погрешностей измерений практически на всю сеть.

Второй подход состоит в исключении из графа сети всех межсистемных хорд и проведении резервирования измерений каждой из выделенных таким образом несвязных подсистем независимо. Однако в этом случае при разрыве контуров может возникнуть большое число ветвей дерева-схемы, резервирование которых требует большего числа измерений, чем в первом подходе.

При определении дополнительных измерений и выявлении необходимости введения дополнительных телеканалов, резервирующих одновременное выпадение нескольких блоков, связанных общим ретрансляционным пунктом, а также при моделировании возможных ситуаций одновременного выпадения нескольких блоков измерений, используется алгоритм проверки топологической наблюдаемости.

Алгебраический алгоритм анализа наблюдаемости. Условием существования решения линеаризованной системы уравнений измерений

$$R_v^{-1/2}\frac{\partial V}{\partial X}\Delta X = R_v^{-1/2}\Delta V \qquad (3.18)$$

является равенство ранга матрицы наблюдаемости $\partial V/\partial X$ числу оцениваемых параметров состояния ΔX, где $\Delta V = V - V(X_0)$ – вектор разностей измеренных и оцененных в точке линеаризации X_0 параметров режима, $R_v^{-1/2}$ – диагональная матрица весов измерений.

При проверке топологической наблюдаемости ранг матрицы наблюдаемости $\partial V/\partial X$ анализировался в зависимости только от структуры сети, состава и расстановки измерений без учета значений параметров элементов схемы сети и переменных режима, поэтому в принципе возможны ситуации, когда алгоритм анализа топологической наблюдаемости даст ошибочное заключение. Так, при отсутствии в схеме замещения сети, состоящей из одной ветви, измерения напряжения и наличии измерений перетоков реактивной мощности с двух ее концов реактивная модель будет объявлена ненаблюдаемой даже в том случае, когда определитель матрицы наблюдаемости реактивной модели $\partial Q/\partial U$ отличен от нуля и строки производных $\partial Q_{ij}/\partial U$ и $\partial Q_{ji}/\partial U$ практически ортогональны.

Действительно, топологический анализ фиксирует одно из двух измерений перетоков ветви как избыточное, а отсутствие измерения напряжения – как ненаблюдаемость [170]. В процессе изменения режима такие строки могут стать коллинеарными, а определитель $\partial V/\partial X$ – равным нулю, что приведет к ненаблюдаемости ЭЭС и в алгебраическом смысле. В этом случае недостаток топологического подхода становится его достоинством, так как при подготовке к оцениванию состояния в реальном времени он требует введения дополнительных измерений.

Признаком алгебраической ненаблюдаемости (3.18) при отсутствии в составе измерений избыточных являются нулевые диагональные элементы, возникающие в процессе прямого хода метода Гаусса. Делая строки, связанные с такими элементами, последними, получаем систему уравнений с трапециевидной матрицей

$$\begin{bmatrix} U_i & 0 & 0 \\ 0 & U_2 & U_3 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \Delta X_1 \\ \Delta X_2 \\ \Delta X_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} d_1 \\ d_2 \end{pmatrix} \tag{3.19}$$

Параметры состояния, соответствующие вектору ΔX_3, ненаблюдаемые, они связаны с узлами графа сети, не включенными в процессе проверки топологической наблюдаемости в дерево измерений, и с одним из узлов каждой из подсистем дерева измерений, не имеющей измеренного напряжения (фиксированной или измеренной фазы), остальные узлы такой подсистемы соответствуют вектору ΔX_2. Компоненты вектора ΔX_1 наблюдаемы, они связаны с узлами подсистемы дерева измерений, имеющей измеренное напряжение или фиксированную фазу в корневом узле.

Фиксация компонент вектора ΔX_3 на каком-то значении, например номинальном, обеспечит наблюдаемость системы (3.19), при этом ошибки в задании ΔX_3 отразятся на значениях компонент ΔX_2. Значения же наблюдаемых параметров состояния, соответствующих вектору ΔX_1, не будут зависеть от такой фиксации. Ошибки в задании компонент вектора ΔX_3 отразятся также на значениях перетоков мощности между наблюдаемой и ненаблюдаемыми подсистемами и на оценках перетоков в ветвях между ненаблюдаемыми подсистемами.

При наличии избыточных измерений аналогичный анализ может быть проведен применительно к решению нормальной системы уравнений измерений:

$$\left[\left(\partial V/\partial X\right)^T R_v^{-1}\left(\partial V/\partial X\right)\right]^{-1}\Delta X = R_v^{-1}\Delta \mathrm{V}$$

Ошибка определения компонент векторов ненаблюдаемых параметров ΔX_2 и ΔX_3 может быть уменьшена, если для них из решения системы

$$U_2\Delta X_2 + U_3\Delta X_3 = d_2$$

будет найдено взвешенное обобщенное нормальное решение (в.о.н.р), которое минимизирует взвешенную норму вектора ненаблюдаемых параметров состояния

$$\min_{X_2, X_3}\left(\Delta X_2 W_1 \Delta X_2 + \Delta X_3 W_2 \Delta X_3\right),$$

где W_1 и W_2 учитывают физические размерности параметров.

Обусловленность как критерий наблюдаемости. Условие равенства ранга матрицы наблюдаемости числу параметров состояния, обеспечивающее существование решения задачи оценивания состояния, никак не связано с оценкой влияния погрешностей измерений на точность получаемых решений. Тем не менее погрешность результатов может быть настолько большой, что не позволит назвать ЭЭС наблюдаемой, поэтому можно считать дисперсию оценок параметров режима количественной характеристикой наблюдаемости. Обычно используются такие показатели, как максимальная дисперсия и след ковариационной матрицы

$$P_x = \left[\left(\partial V/\partial X\right)^T R_v^{-1}\left(\partial V/\partial X\right)\right]^{-1}.$$

Степень влияния погрешностей измерений на погрешности результатов характеризует обусловленность матрицы наблюдаемости, являющуюяся характеристикой качества наблюдаемости. Количественной мерой обусловленности могут быть число обусловленности, определитель информационной матрицы P_x^{-1}, след, минимальное собственное значение ковариационной матрицы наблюдаемости P_x.

Проведенное в [170] сравнение выделенных количественных показателей качества наблюдаемости позволило сделать вывод о том, что только при нормировании столбцов матрицы наблюдаемости $H = \partial V/\partial X$ все показатели одинаково оценивают наблюдаемость, в противном случае более надежным показателем является число обусловленности.

В случае очень плохой обусловленности матрицы наблюдаемости возможна ситуация, когда в процессе ее триангуляризации ведущий элемент становится практически равным нулю, такая система называется ε - ненаблюдаемой [171], исключение уравнений, связанных с малыми ведущими элементами, делает ее ненаблюдаемой, но приводит к уменьшению влияния погрешностей измерений на погрешности оценок. Прием загрубения модели назван ε - эквивалентированием.

Для синтеза ССД, обеспечивающей наилучшую обусловленность матрицы наблюдаемости, используется алгоритм оптимизации по критерию минимизации определителя нормированной базисной матрицы [172]. Он сводится к направленной замене измерений, вошедших в базис, на другие возможные измерения. Наиболее эффективна замена *i*-го базисного измерения на *j*-е измерение из числа не вошедших в базис, если C_{ij} – коэффициент разложения строк матрицы измерений-претендентов на ввод в базис H_{rk} по строкам базисной матрицы H_{bk}, будет максимальным, где $k-$ номер итерации смены базиса. Новое значение определителя базисной матрицы $\det\left(H_{bk+1}\right)$, полученной после смены базиса, определяется как

$$\det\left(H_{bk+1}\right) = C_{ij}\det\left(H_{bk}\right).$$

К достоинствам алгоритма следует отнести существенное улучшение обусловленности матрицы наблюдаемости, а к недостаткам – достижение не глобального, а только локального оптимума, зависящего от выбора исходного базиса.

Дальнейшее улучшение обусловленности матрицы наблюдаемости может быть получено введением избыточных измерений, критерием эффективности введения которых может быть след ковариационной матрицы P_x [173].

Нелинейная наблюдаемость. При анализе алгебраической наблюдаемости отмечалось, что в процессе изменения режима ЭЭС может стать ненаблюдаемой. Отсюда возникает проблема выбора состава измерений, обеспечивающего наблюдаемость во всей области возможного изменения режима, такая наблюдаемость называется нелинейной. Обеспечение нелинейной наблюдаемости может быть получено как с помощью базисного, так и избыточного составов измерений.

Поскольку наблюдаемость активной (реактивной) модели в легком режиме зависит в основном от фаз (модулей) напряжений, а в тяжелых режимах – от модулей (фаз) напряжений, то полная нелинейная наблюдаемость ЭЭС может быть обеспечена одновременным использованием измерений активной и реактивной модели, выбранных в легком режиме [174].

Нелинейная наблюдаемость комплексной модели может быть обеспечена добавлением по мере утяжеления режима к базисному составу измерений, выбранному в легком режиме, дополнительных измерений. На необходимость расширения состава измерений, может указывать любой из рассмотренных выше критериев наблюдаемости.

Полная нелинейная наблюдаемость во всей области изменения режима может быть обеспечена размещением измерений активной и реактивной мощности в начале ветвей прадерева графа сети. В [29] показано, что полная нелинейная наблюдаемость гарантирует единственность решения задачи оценивания состояния.

Ценность информации. Погрешность отдельных компонент исходной информации по-разному влияет на результаты управления: информация будет считаться более ценной, если ее погрешность (или ее изменение) больше влияет на изменение критерия управления. Соответственно требования к точности малоценной информации будут более умеренные, чем требования к точности ценной информации. Отклонение дважды дифференцируемого критерия управления (например, стоимости топлива) от оптимума определяется соотношением [175]

$$\Delta L = \Delta D^T \frac{\partial^2 L}{\partial D \partial U}\left(\frac{\partial^2 L}{\partial^2 U^2}\right)\frac{\partial^2 L}{\partial U \partial D}\Delta D,$$

где ΔD – вектор погрешностей исходных данных, U – вектор управления.

Можно считать, что матрица $M_L = \left(\frac{\partial^2 L}{\partial U^2}\right)\frac{\partial^2 L}{\partial U \partial D}$ масштабирует все компоненты ΔD по ценности:

$$\Delta Z = M\,\Delta D.$$

Компоненты введенного вектора ΔZ имеют одинаковую ценность. Расчетная модель ЭЭС, в которой ε - эквивалентирование проведено для уравнений, включающих вместо ΔD вектор ΔZ, будет оптимальной при управлении по критерию ΔL. Из нее будут исключены те компоненты, которые соответствуют менее ценной исходной информации. Именно для такой эквивалентной расчетной схемы и имеет смысл выбирать оптимальный состав измерений, обеспечивающий наилучшее качество наблюдаемости.

Пример выбора недостающих измерений для обеспечения наблюдаемости ЭЭС. На рис. 3.27, *а* – 3.27, *г* показана тестовая схема электрической сети, содержащая 14 узлов и 18 связей.

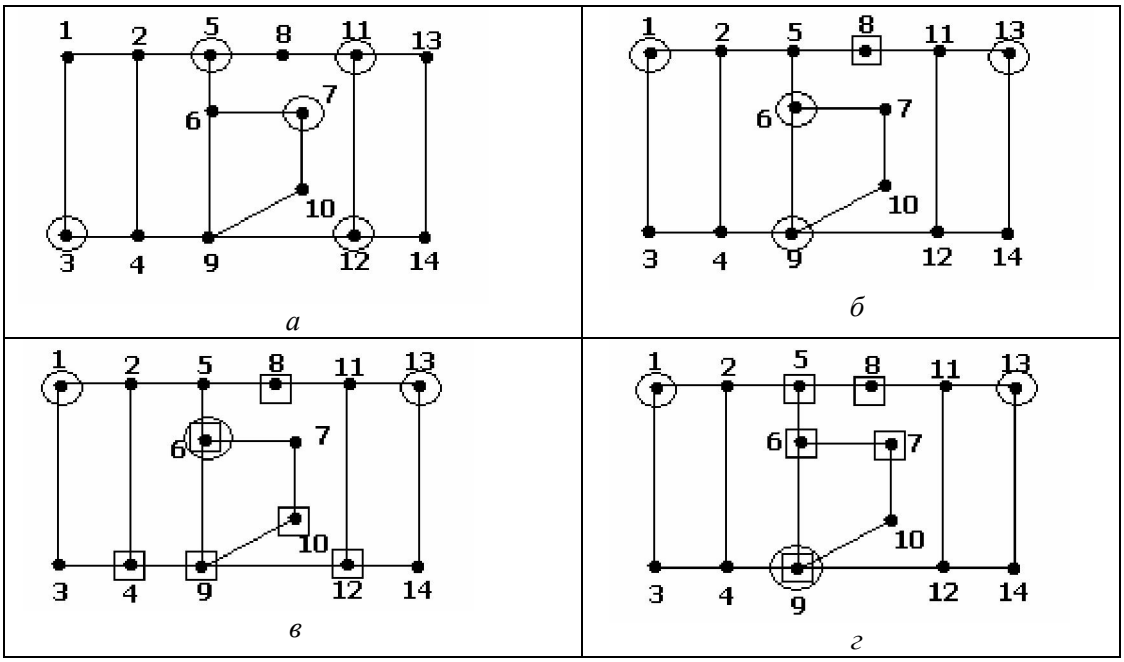


Рис. 3.27. Способы обеспечения наблюдаемости введением PMU-измерений в качестве дополнительных. Узлы: *1* – наблюдаемые, *2* – установки PMU.

Для этой схемы проанализированы различные ситуации обеспечения наблюдаемости при условии введения в качестве дополнительных только PMU-измерений:

- полагалось полное отсутствие измерений (схема полностью ненаблюдаемая), решение задачи целочисленного линейного программирования выделило для установки PMU узлы 3, 5, 7, 11, 12 (см. рис. 3.27, *а*);
- начальные условия совпадают таковыми рис. 3.25, *а*, но полагается, что узел 8 – транзитный, т.е. узловая мощность в нем равна нулю, в минимальное число пунктов установки PMU вошли узлы 1, 6, 9, 13 (см. рис. 3.27, *б*);
- к начальным условиям (см. рис. 3.27, *б*) добавлены измерения перетоков активной и реактивной мощности во всех ветвях, смежных узлу 9, для полной наблюдаемости узла 9 предполагается, что модуль и фаза в этом узле известны (установка PMU в узле 6 позволяет отказаться от этого предположения). Наблюдаемыми узлами, имеющими связи как с наблюдаемыми, так и с ненаблюдаемыми узлами, являются 4, 6, 10. Обеспечение полной наблюдаемости обеспечивается установкой PMU в узлах 1, 6, 13 (см. рис. 3.27, *в*).
- к начальным условиям (см. рис. 3.27, *б*) добавлены измерения перетоков активной и реактивной мощности в ветвях, смежных узлу 6, для полной наблюдаемости узла 6 предполагается, что модуль и фаза в этом узле известны (установка PMU в узле 9 позволяет отказаться от этого предположения). Наблюдаемыми узлами, имеющими связи как с наблюдаемыми, так и с ненаблюдаемыми узлами являются узлы 5, 7–9. Обеспечение полной наблюдаемости обеспечивается установкой PMU в узлах 1, 9, 13 (см. рис. 3.27, *д*).

Комплекс программ для синтеза системы сбора данных. Критерии наблюдаемости были положены в основу алгоритмов синтеза ССД, реализованных в диалоговом комплексе программ «Расстановка ТМ-Д» [176] для персональных компьютеров, пре-

терпевшем по мере совершенствования вычислительной техники целый ряд изменений [177–180]. Последней модификацией программы является ее обновленная диалоговая версия, предназначенная только для анализа топологической наблюдаемости (под Windows), выполненная для решения задач большой размерности. Такая программа позволяет:

– по информации о топологии электрической сети и имеющихся в ней телеизмерений сделать заключение о наблюдаемости;

– выявить составы узлов наблюдаемых и ненаблюдаемых подсистем; выбрать минимальное число измерений, добавление которых к существующим измерениям позволит обеспечить наблюдаемость;

– в составе измерений, обеспечивающем наблюдаемость, выделить критические измерения и критические блоки измерений, выпадение которых приведет к потере наблюдаемости (полагается, что блок образуют измерения, смежные одному и тому же узлу электрической сети);

– решить проблему выбора в наблюдаемой ЭЭС резервных (избыточных) измерений, обеспечивающих отсутствие в составе измерений как критических измерений, так и критических блоков;

– выбрать дополнительные резервные измерения для обеспечения наблюдаемости при одновременном выпадении измерений двух блоков.

3.4.2. Идентифицируемость трубопроводных систем

Идентифицируемость – свойство системы, определяющее возможность восстановления ее математической модели с точностью до параметров по результатам измерений и наблюдений. Актуальность самостоятельного изучения этого свойства применительно к трубопроводным системам (ТПС) энергетики (тепло-, водо-, нефте-, газоснабжения и др.) определяется следующими основными обстоятельствами:

– характеристики трубопроводов, насосносилового, запорнорегулирующего и другого оборудования ТПС в процессе эксплуатации претерпевают существенные изменения вследствие естественного старения, износа, коррозии, появления отложений на внутренней поверхности и других факторов, а параметры этих характеристик недоступны прямому измерению или наблюдению;

– отсутствие информации о фактических характеристиках ТПС не позволяет своевременно устанавливать причины снижения пропускной способности трубопроводов и мощностей источников расхода или давления, нарушения в обеспеченности потребителей и технологических ограничений, что в целом снижает эффективность и обоснованность решений по управлению, ремонтнопрофилактическим работам, реконструкции и развитию ТПС;

– существующая практика оснащения ТПС средствами измерения в основном направлена на реализацию локального контроля параметров режима в местах приложения управлений (на источниках, насосных станциях и прочих сооружениях), в то время как процессы распределения и потребления целевого продукта в основном остаются ненаблюдаемыми, а степень достижения целей управления (оптимальности, допустимости и др.) неконтролируемой;

– эффективное решение задач управления режимами, реконструкции, регулирования ТПС может быть получено на базе применения современных методов математического моделирования, расчета и оптимизации ТПС. Однако отсутствие адекватных моделей ТПС в значительной степени обесценивает практически весь арсенал этих методов.

Вопросы идентифицируемости ТПС начали изучаться одновременно с появлением методов идентификации ТПС и поначалу в основном ассоциировались с вопросами их применимости. При этом главные усилия были направлены на разработку методов, обладающих наибольшей «степенью разрешимости» в условиях жестких ограничений на состав и объем измерительной информации.

Так, наиболее ранние «локальные» способы идентификации параметров элементов ТПС (гидравлических сопротивлений и коэффициентов теплопередачи трубопроводов, коэффициентов аппроксимирующих полиномов насосных и компрессорных агрегатов и других) предполагали возможность прямого измерения режимных параметров (расходов, давлений, температур) для каждого элемента ТПС в отдельности. Это позволяло достаточно просто определять параметры элементов из соответствующих гидравлических или теплофизических зависимостей. Вместе с тем их применения для ТПС даже средней размерности (в особенности многоконтурных) связано с практически непреодолимыми трудностями, главной из которых является необходимость измерения расходов. В этом отношении можно отметить «метод дополнительного отбора газа» [181, 182], известный также как «метод трех манометров» [183, 184]. В рамках этого метода показано, что для определения параметров гидравлических характеристик не обязательно знать расходы, а достаточно измерения разности расходов на последовательно соединенных элементах в сочетании с измерением давлений на их концах, и в предположении равенства их удельных сопротивлений.

Качественный прорыв в данной области получен в начале 1970-х годов разработкой в СЭИ СО АН СССР способа «математический расходомер» [185, 186], положившей начало новому «сетевому» подходу к идентификации ТПС, так как впервые предложено наряду с законами течения среды по отдельным элементам привлекать сетевые законы сохранения (законы Кирхгофа). В частности, была показана принципиальная возможность определения сопротивления всех ветвей многоконтурной схемы на основе измерения только узловых давлений и узловых расходов в нескольких различных режимах работы ТПС, причем вовсе не требуется измерения расходов на ветвях.

Вопросы применимости способа «математический расходомер» для газотранспортных систем при отсутствии измерений расходов в части узлов рассматривались в работах [187–190 и др.]. Сформулированный в [189] критерий разрешимости задачи в этих условиях (каждая ветвь схемы сети должна быть инцидентна, по крайней мере, одному узлу с измеряемым узловым расходом) позволил рассмотреть задачу о минимизации числа пунктов контроля газа.

В работе [191] предложены методы сетевой идентификации систем водоснабжения, но уже на базе частичной манометрической съемки (давления измеряются в нескольких режимах, но не во всех узлах) и, возможно, частично измеряемых узловых расходов. Задача идентификации при малом числе точек замера давлений (применительно к газопромысловым сетям) рассматривается также в работе [192]. Недостаток информации здесь предлагается компенсировать введением априорной пропорциональности между искомыми сопротивлениями, как и в способе [181, 182]. В работах [193–195] также предлагается использовать априорную информацию о сопротивлениях участков сети, но путем введения дополнительного критерия – близости искомых оценок априорным данным.

Одна из первых попыток введения формальных условий идентифицируемости «инженерных сетей» предпринята в [196]. Эти условия предполагают наличие линейно независимых уравнений (составленных на основе законов Кирхгофа) числом, не меньшим числа неизвестных. В качестве достаточного условия топологической идентифицируемости выдвигается требование об измерении давлений во всех узлах и расходов в

каждом узле и на всех хордах графа сети, при этом вопросы идентифицируемости при ограничениях на состав измерений выносятся за скобки.

Идентифицируемость сложных ТПС рассматриваются также в монографии [197], причем основное внимание здесь уделяется условиям существования решения по данным измерений для нескольких режимов. На ряде примеров показывается, что решение не всегда гарантируется даже при наличии сильно отличающихся друг от друга режимов, например, при наличии эквивалентируемых фрагментов последовательно-параллельной структуры, которые не содержат путевых отборов или притоков. Отмечается также ограниченность предложенного в [198] применительно к ЭЭС аппарата анализа топологической наблюдаемости при его формальном переносе на задачи анализа идентифицируемости ТПС.

В работах [199] впервые сформулированы и исследованы задачи сетевой идентификации ТПС, функционирующих при неизотермических режимах. Показано, что привлечение измерений температур и использование дополнительных уравнений теплового баланса (в узлах и для ветвей сети) в принципе дает возможность восстановить ненаблюдаемое потокораспределение, а также параметры элементов по результатам измерений, выполненных даже для одного установившегося режима.

Более полный обзор основных результатов, полученных к началу 1990-х годов в области идентификации ТПС различного типа и назначения, приведен в [59]. Их анализ под углом зрения проблемы идентифицируемости позволяет сделать следующие основные выводы. Исследования в данной области характеризует достаточно широкий фронт работ, свидетельствующий об ее актуальности, сложности и многоплановости, причем прослеживается значительное разнообразие формулировок задач идентификации в зависимости от того, что конкретно в исходных моделях выступает в качестве искомых, фиксируемых или измеряемых параметров. Значительные усилия были направлены на обоснование условий применимости тех или иных методов для решения практических задач идентификации, однако вопросы идентифицируемости ТПС как объективного фактора, определяющего принципиальную возможность достижения целей идентификации, а также способы ее обеспечения (в том числе путем разработки достаточного общего метода, инвариантного к допустимым сочетаниям искомых и задаваемых величин) в основном были лишь намечены.

В СЭИ СО РАН вопросы идентифицируемости ТПС систематически исследуются с начала 1990-х годов [68, 201–205 и др.] в рамках сформулированного и развиваемого здесь научного направления – теории гидравлических цепей [52], с учетом межотраслевого опыта в области моделирования, анализа и идентификации ТПС различных типов, а также в электроэнергетике [29].

Этому также способствовала разработка нового подхода к идентификации ТПС [59], в рамках которого сняты практически все ограничения методического характера, связанные с типом модели, возможными сочетаниями измеряемых или искомых величин и др. Соответственно появилась возможность изучения идентифицируемости как свойства, присущего самим ТПС, а не методам обработки результатов наблюдений за их функционированием. При этом основное внимание уделялось задачам, имеющим общее межотраслевое значение для ТПС различного типа и назначения. Ниже дается краткая характеристика проблематики этих исследований и основных результатов.

Проблематика идентифицируемости ТПС имеет многоаспектный характер, вытекающий из необходимости рассмотрения проблемы идентификации ТПС как: 1) совокупности задач с разными целевыми установками; 2) комплекса задач в рамках заданной цели; 3) сквозного процесса уточнения целей и способов их достижения.

Первый (целевой) аспект связан с наличием достаточно широкого класса прямых и обратных задач потокораспределения, решаемых с разными целями, но обладающих

следующими общими свойствами: 1) существованием математического описания изучаемой ТПС в виде той или иной модели потокораспределения, либо заданного класса таких моделей; 2) вариабельностью искомых и задаваемых величин в этих моделях не только при переходе от одной содержательной задачи к другой, но и в рамках отдельно взятой задачи; 3) стохастическим характером исходной информации. С содержательной точки зрения эти задачи могут решаться в целях: 1) определения фактических параметров и характеристик элементов ТПС; 2) расчета режимов по данным измерений; 3) уточнения структуры (вида) математических моделей; 4) обеспечения адекватности моделей; 5) диагностики технического состояния системы; 6) формирования управлений на фоне возмущающих воздействий, ошибок в данных и др.

Второй (ситуационный) аспект, обусловливающий множественность постановок и привлекаемых методов для достижения поставленных целей, определяется разнообразием реальных условий осуществления идентификации. В конечном счете эти условия определяются конкретными свойствами исходных данных и самих ТПС как объектов идентификации. Так, в зависимости от способа получения данных измерений можно выделить задачи активной и пассивной, ретроспективной и текущей (рекуррентной) идентификации; от степени стационарности режимов ТПС и параметров элементов – статической, динамической и адаптивной идентификации; от наличия априорной информации об искомом решении и свойствах измерений – задачи совместной обработки разнохарактерных данных (детерминированных, статистических, интервальных), регуляризации решений и робастного оценивания, идентификации шумов измерений и др.

Третий аспект вытекает из необходимости обеспечения оптимального компромисса между целями идентификации и реальными возможностями их достижения. Его суть состоит в необходимости совместного рассмотрения задач обработки экспериментальных данных и самих экспериментальных условий с точки зрения их соответствия целям идентификации. Взаимосвязь задач анализа идентифицируемости с процессами формулировки целей, осуществления идентификации и воздействия на экспериментальные условия схематически представлена на рис. 3.28.

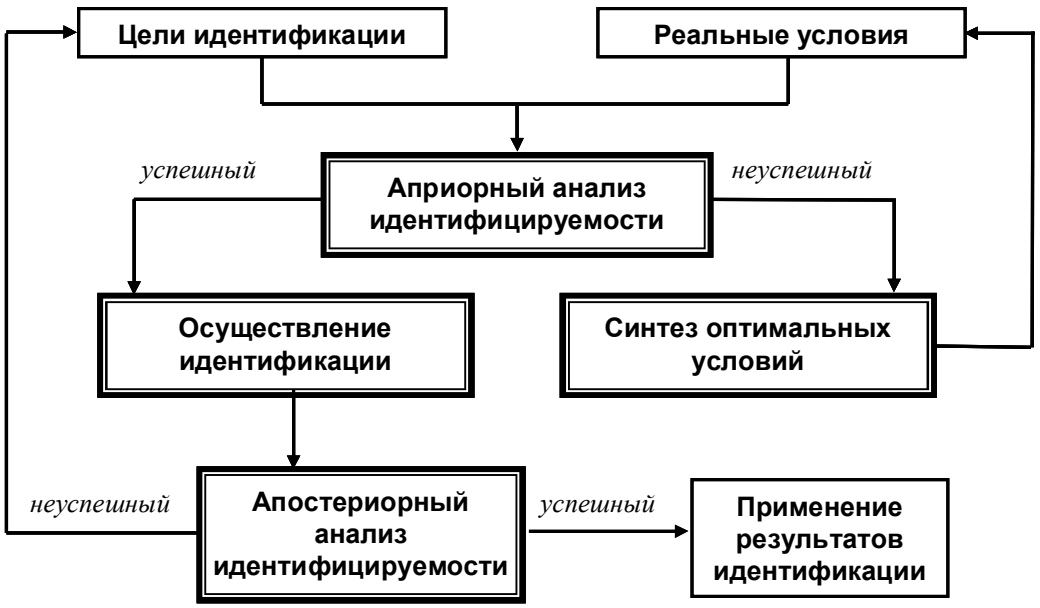


Рис. 3.28. Взаимосвязь задач анализа и синтеза идентифицируемости ТПС.

Таким образом, проблематика идентифицируемости ТПС состоит из двух основных классов задач: 1 – *анализа*, состоящих в установлении возможности идентификации ТПС при заданных экспериментальных условиях; 2 – *задач синтеза*, состоящих в нахождении таких условий, при которых эта возможность обеспечивается.

Структуризация задач анализа идентифицируемости может быть выполнена в зависимости от:

1 – целей идентификации (состояний, параметров, моделей) – *анализ наблюдаемости, параметрической или структурной идентифицируемости*;

2 – факторов, определяющих возможность достижения этих целей – *качественный и количественный анализ*;

3 – условий исследования этих факторов – *априорный или апостериорный анализ* (до эксперимента или после обработки его результатов);

4 – целей дальнейшего использования результатов анализа – *дифференцированный или интегральный анализ*.

Проблематика анализа идентифицируемости в большей степени связана с разработкой и применением методов априорного анализа. Важность такого анализа определяется тем, что он:

1 – позволяет избежать затрат, связанных с проведением экспериментов в условиях, заведомо приводящих к получению вырожденной или плохо обусловленной задачи (такие ситуации в особенности типичны при пассивной идентификации на основе доступной измерительной информации);

2 – позволяет выявить причины и наметить пути преодоления вырождения задач идентификации или недопустимо низкой точности их решения;

3 – является составной частью задач синтеза идентифицируемости (планирования оптимальных экспериментальных условий).

Разделение априорного анализа на качественный и количественный, а также очередность его выполнения представляются естественными, поскольку нет смысла оценивать точность принципиально неразрешимой задачи.

Задачи обеспечения идентифицируемости связаны со способом идентификации ТПС. Как отмечалось, процесс идентификации может быть пассивным или активным.

Первый способ является более предпочтительным, поскольку не предполагает нарушения нормальной работы ТПС. Его допустимость устанавливается анализом идентифицируемости. Отрицательный результат такого анализа может быть вызван либо недостатком и низкой точностью измерений, либо малой областью варьирования режимов работы ТПС. Соответственно *задачи планирования экспериментальных условий* можно разделить на две основные группы: 1) синтез состава и свойств измерений; 2) планирование режимов работы ТПС для проведения активной идентификации.

Переход к активным экспериментам (предполагающим специальные обследования и испытания ТПС) является наиболее радикальным средством обеспечения идентифицируемости. Однако этот путь – наиболее сложен с практической, содержательной и математической точек зрения.

И пассивная, и активная идентификация могут осуществляться как по информации, получаемой путем специальных обследований ТПС с помощью переносных измерительных приборов, так и на основе телеизмерений. В последнем случае задачи обеспечения идентифицируемости тесно связаны с проблемой синтеза информационно-измерительных систем.

Поскольку экспериментальные условия неизбежно будут отличаться от априори предполагаемых или планируемых, к задачам обеспечения идентифицируемости непосредственно примыкают задачи демпфирования негативного влияния таких отклонений при обработке результатов экспериментов. Можно выделить два пути повышения ус-

тойчивости процедур идентификации, которые обозначим как *робастная идентификация и регуляризация*.

Причинами отклонения реальных условий оценивания от предполагаемых могут быть: отличие законов распределения ошибок от априори постулируемых, неадекватность привлекаемых моделей потокораспределения фактическим условиям работы ТПС. Другая причина плохих решений лежит в самой природе рассматриваемых задач, которые являются некорректными и обладают тем свойством, что малым изменениям (ошибкам) в исходных данных могут соответствовать сколь угодно большие изменения (погрешности) решения. Очевидно, что обеспечение устойчивости решений к ошибкам в исходных данных (регуляризация) особенно важно при пассивной идентификации, осуществляемой в автоматическом режиме как единственно возможного в этих условиях способа обеспечения идентифицируемости.

Практически все выделенные задачи, взаимосвязь которых приведена на рис. 3.29, требуют специального рассмотрения в связи с их сетевой спецификой, наличие которой не позволяет напрямую применять общие методы анализа идентифицируемости и планирования экспериментов либо делает их мало эффективными.

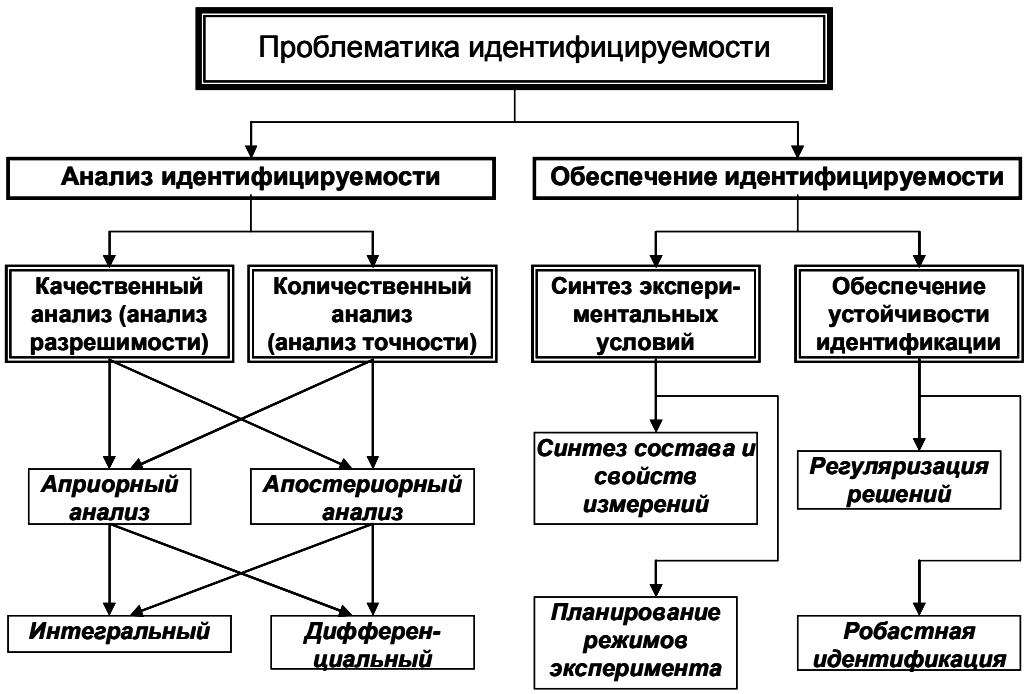


Рис. 3.29. Структуризация проблематики идентифицируемости ТПС.

Качественный анализ идентифицируемости. Основной целью такого анализа является установление принципиальной разрешимости задачи идентификации на уровне детерминированного описания системы в зависимости от состава измеряемых параметров, абстрагируясь от их численных значений.

Пусть в качестве модели системы используется система уравнений

$$U(Z)=U(Z_1,Z_2)=U(R,\alpha)=U(R_1,\alpha_1,R_2,\alpha_2)=0\,, \qquad (3.20)$$

где Z – вектор параметров модели, включающий параметры режима (вектор R) и параметры элементов (вектор α); $Z_1=\{R_1,\alpha_1\}$, $Z_2=\{R_2,\alpha_2\}$ – соответственно векторы

измеряемых и неизмеряемых параметров модели. Апостериорный анализ разрешимости (3.20) относительно Z_2 состоит в проверке условия

$$\operatorname{rank}(\partial U / \partial Z_2) = \dim(Z_2) \text{ или } \det(\partial U / \partial Z_2) \neq 0, \quad (3.21)$$

где $\dim(\cdot)$ – размерность вектора.

К матрице $\partial U / \partial Z_2$ может быть применена процедура гауссова исключения, которая автоматически установит величину $\operatorname{rank}(\partial U / \partial Z_2)$ и соблюдение условия (3.21). Однако такое исключение можно сделать и символически, не привлекая числовых значений производных, что позволяет выполнять анализ разрешимости (3.20) априорно.

Подобную имитацию процесса исключения для разреженных матриц, каковой является $\partial U / \partial Z_2$, удобно интерпретировать на графах, отображающих структуру разреженности. Поскольку матрица $\partial U / \partial Z_2$ в общем случае прямоугольная, ее структуре может быть сопоставлен двудольный граф $G = (Z_2, U, E)$, где Z_2 – множество вершин, соответствующих неизвестным (столбцам матрицы); U – множество вершин-уравнений модели (строк матрицы); E – множество ребер (ненулевых элементов матрицы). Тогда задача анализа разрешимости системы $U(Z_2) = 0$ заключается в поиске для каждой из неизвестных своего разрешающего уравнения и может быть сведена к задаче построения максимального паросочетания на двудольном графе G. Данный подход получил существенное развитие в ИСЭМ СО РАН при исследовании задач «топологической» наблюдаемости ЭЭС [29, 198 и др.] и генерации моделей теплоэнергетических установок [200 и др.].

Применительно к проблеме анализа идентифицируемости ТПС этот подход в дальнейшем развивался в работах [201–203 и др.], где были получены следующие основные результаты.

Формальное решение классической задачи о максимальном паросочетании может привести к выделению линейно зависимых разрешающих уравнений и, следовательно, к ошибочной интерпретации результатов. В [201] введено понятие независимого паросочетания, а также предложены алгоритмы построения таких паросочетаний. При этом, поскольку граф G отражает структуру матрицы Якоби $\partial U / \partial Z_2$, то максимальная мощность независимого паросочетания есть априорная оценка ее ранга. Кроме того, предложенный алгоритм с точностью до конкретизации понятия независимости элементов множества E инвариантен к типу привлекаемой модели. Алгоритм позволяет определять структурную разрешимость модели (3.20) относительно всех или части компонент вектора Z_2 .

На основе данного алгоритма разработана система вложенных алгоритмов [204, 205] для решения задач:

1) анализа наблюдаемости (разрешимости модели (3.20)) при полностью или частично известных параметрах элементов (компонент α);

2) синтеза оптимального состава измерений, обеспечивающих разрешимость модели (3.20) по критерию минимума суммарного веса (стоимости) измерений;

3) анализа идентифицируемости при заданном или произвольном числе режимов (N) работы ТПС, когда модель (3,20) приобретает вид

$$U(R^{(u)}, \alpha) = 0, \; u = \overline{1, N}, \quad (3.22)$$

обеспечивая установление наличия (отсутствия) полной (частичной) качественной идентифицируемости, а также минимально необходимого числа режимов при заданном составе измерений;

4) формирования состава измерений для обеспечения качественной идентифицируемости при заданном или произвольном числе режимов.

Количественный анализ идентифицируемости. Методы качественного анализа, рассмотренные выше, не дают ответа на вопрос о точности идентификации в условиях неизбежного присутствия шумов наблюдений и измерений. Одним из первых подходов к анализу точности возможных результатов идентификации был предложен в ИСЭМ СО РАН [204]. Он базировался на применении метода статистических испытаний (Монте-Карло). Несмотря на универсальность, его практическое применение связано с чрезмерными вычислительными затратами, возрастающими пропорционально размерности ТПС, числу привлекаемых режимов и требуемой точности результатов анализа.

В [59] предложена новая методика такого анализа, основанная на возможности получения аналитических выражений для ковариационных матриц (КМ) параметров модели, обеспечивающая резкое сокращение трудоемкости вычислений, и в общих чертах сводящаяся к следующему.

Погрешность оценки $\hat{Z}$ определится как $\varepsilon_z = \hat{Z} - \overline{Z}$, где – некоторая оценка истинного значения $\overline{Z}$ вектора параметров модели $Z = \{R^{(1)}, R^{(2)}, ..., R^{(N)}, \alpha\}$. Поскольку значение $\overline{Z}$ неизвестно, то уровень погрешности можно определить в статистическом смысле в форме КМ матрицы $C_Z \equiv E(\varepsilon_Z \varepsilon_Z^T)$, на диагонали которой стоят дисперсии компонент, ε_Z а внедиагональным элементам отвечают их ковариации. Введем в рассмотрение разбиение $Z = \{X, Y\}$, где X – вектор независимых параметров, обеспечивающий однозначное вычисление Y. Тогда

$$C_z = \left[\frac{C_X}{C_{XY}^T} \cdot \frac{C_{XY}}{C_Y} \right] = \left[\frac{C_X}{Y_X' C_X^T} \cdot \frac{C_X \left(Y_X'\right)^T}{\left(Y_X'\right)^T} \right].$$

Здесь $Y_X' = \partial Y / \partial X$ – матрица частных производных, $C_X = (J^T C_{Z1}^{-1} J)^{-1}$ – КМ погрешностей оценивания X [59], C_{Z1} – КМ ошибок измерений вектора Z_1, $J = \partial Z_1 / \partial X = I_{Z1} \begin{pmatrix} E \\ Y_X' \end{pmatrix} = J(Y_X')$ – матрица частных производных измеряемых параметров как функции независимых, E – единичная матрица, I_{Z1} – матрица соответствия компонент векторов Z_1 и Z, состоящая из нулей и единиц.

Таким образом, матрица C_Z полностью определена, если заданы матрицы I_{Z1}, C_{Z1} и Y_X'. Соответственно точность оценок $\hat{Z}$ определяется тремя факторами – составом измерений; их точностью и чувствительностью X к Z_1, определяемой неявной функцией $Z_1(X)$ (моделью ТПС) в режимах, для которых проводятся эти измерения. При этом можно записать, что $C_Z = C_Z(I_{Z1}, C_{Z1}, X)$.

В [59] рассмотрены вопросы получения аналитических выражений Y_X' для различных случаев описания ТПС (как гидравлических цепей с сосредоточенными, переменными и распределенными параметрами), а также для КМ зависимых и независимых, измеряемых и неизмеряемых параметров, параметров режимов и параметров элементов. Так, КМ параметров элементов (α) определяется как $C_\alpha = \left[\sum_{u=1}^{N} \left(J_\alpha^u\right)^T G_{R1}^u \left(J_\alpha^u\right) \right]^{-1}$,

где $J_\alpha^u = \frac{\partial R_1^{(u)}}{\partial \alpha}$; $R_1^{(u)}$ – вектор измеряемых параметров режима u;

$$G_{R1}^{(u)} = C_{R1}^{-1} - C_{R1}^{-1} J_R^{(u)} \left[\left(J_R^{(u)} \right)^T C_{R1}^{-1} \left(J_R^{(u)} \right) \right]^{-1} \left(J_R^{(u)} \right)^T C_{R1}^{-1}, \quad J_R^{(u)} = \frac{\partial R_1^{(u)}}{\partial X_R^{(u)}},$$

$X_R^{(u)}$ – вектор независимых параметров режима u.

Это, в свою очередь, позволяет выполнять дифференцированный анализ точности оценивания практически по любому параметру модели или их совокупности, в том числе путем построения доверительных интервалов или областей, с заданной вероятностью накрывающих истинные значения $\overline{Z}$. Данная техника может быть использована как для апостериорного, так и для априорного дифференцированного количественного анализа идентифицируемости. Отличие состоит только в том, что производные Y'_X берутся либо в точке решения задачи оценивания, либо в точке некоторых предполагаемых значений вектора X.

Количественные критерии идентифицируемости. Дифференцированный анализ (основанный на привлечении таких характеристик, как дисперсии, ковариации, доверительные интервалы и др.) не позволяет однозначно сравнивать различные варианты экспериментальных условий, поскольку каждый из них может быть лучше другого по своей группе оцениваемых параметров. Для такого сравнения, а также для целенаправленного воздействия на эти условия (синтеза идентифицируемости) предлагается применение интегральных количественных показателей идентифицируемости ТПС в целом [68, 205].

Потенциально для этих целей могут использоваться критерии известные из теории планирования экспериментов [206, 207 и др.], среди которых можно выделить две группы: 1) критерии точности оцениваемых коэффициентов модели, формулируемые в терминах свойств их КМ (*D*-, *A*-, *E*-критерий, критерий ортогональности и др.); 2) критерии точности предсказательных свойств модели, формулируемые в терминах свойств ковариационной матрицы отклика (зависимых переменных модели) (*G*-, *Q*-, критерий ротабельности, униформности и др.). Неоднозначность возможных критериев вытекает из того, какое содержание вкладывается в понятие лучше (хуже).

Основная цель идентификации ТПС – получение адекватных моделей, способных замещать реальный объект в процессе анализа, оптимизации и управления. С этой точки зрения для идентифицируемости ТПС целесообразно использовать *D*-критерий (определитель КМ), который может быть представлен как $D = \det(C_\alpha)$, и обладает следующими важными свойствами.

1. Наиболее полной характеристикой степени неопределенности n_α-мерного вектора оценок α может служить доверительная область, ограниченная n_α-мерным эллипсоидом, объем которого пропорционален корню квадратному из $\det(C_\alpha)$. Таким образом, понижение степени неопределенности можно связать с требованием уменьшения объема этого эллипсоида, что эквивалентно требованию минимизации $\det(C_\alpha)$ или максимизации $\det^{-1}(C_\alpha) = \det(C_\alpha^{-1})$.

2. Полезным свойством *D*-критерия является его инвариантность к линейным преобразованиям, которое выражается в том, что если из всего множества параметров α особый интерес представляет точность некоторого его подмножества, то вместо $\det(C_\alpha)$ можно применять определитель подматрицы, полученной из C_α вычеркиванием строк и столбцов, соответствующих параметрам, не представляющим интереса.

3. Наиболее важное свойство данного критерия в рассматриваемом контексте следует из известного результата теории планирования экспериментов об эквивалентности *D* и *G*-оптимальных планов [207], в соответствии с которым оптимальному значению *D*-критерия соответствует минимум максимальной дисперсии отклика (зависимых переменных модели).

4. Также можно дать интерпретацию этому критерию с позиций теории информации. Решение с оптимальным значением *D*-критерия обеспечивает извлечение максимума информации из эксперимента.

Синтез экспериментальных условий. Впервые задачи оптимального планирования условий идентификации ТПС (экспериментальных условий), были сформулированы и исследованы в ИСЭМ СО РАН в работах [68, 205, 208 и др.]. Основные особенности этих задач, а также основные положения предлагаемого подхода к решению состоят в следующем.

1. Наиболее общая цель планирования экспериментальных условий – получение максимума информации при минимуме затрат. Это задача с двумя критериями: информационным (например, это может быть *D*-критерий) и экономическим. Основная сложность состоит в необходимости их свертки, которая эквивалентна проблеме стоимостной оценки выигрыша, получаемого от уменьшения степени неопределенности о параметрах ТПС. Этот выигрыш в общем случае не может быть определен априори, поэтому стоимостные затраты предлагается учитывать косвенно, как заданные ограничения, в рамках которых необходимо максимизировать идентифицируемость.

2. Задачи оптимизации экспериментальных условий многофакторные, причем в роли оптимизируемых параметров (факторов) одновременно выступают как непрерывные переменные (параметры режима, управляющие параметры), так и дискретные (число режимов, состав измерений и др.). Поскольку при заданных режимах задача сводится к извлечению максимума информации о параметрах ТПС с помощью измерительных приборов при ограничениях на их общее число (или суммарную стоимость) и места размещения, то предлагается применение декомпозиции общей задачи на относительно автономные задачи планирования режимов и расстановки измерений.

3. Нелинейность моделей ТПС существенно усложняет рассматриваемую задачу по сравнению с традиционным для теории планирования экспериментов линейным случаем, когда ковариационная матрица и соответственно план эксперимента не зависят от значений искомых в этом эксперименте параметров [206]. Вследствие этого априорное планирование экспериментальных условий не дает гарантии оптимальности эксперимента и достижения требуемой точности его результатов. В связи с этим предлагается использовать последовательную (пошаговую) стратегию планирования, когда $(u+1)$-й эксперимент (режим) планируется с учетом информации об α, полученной после обработки результатов предыдущего (u-го) эксперимента. При этом априорная информация формируется экспертно для планирования только одного (первого) эксперимента, а риск проведения лишних экспериментов из-за ее неадекватности будет минимальным.

Планирование режимов. Для того чтобы запланированный режим был реализуемым, необходимо задаться допустимой областью, включающей ограничения-неравенства, как на варьируемые (управляемые) переменные, так и на прочие параметры режима, которые в результате управлений не должны выходить за технологически допустимые пределы. Таким образом, в отличие от традиционных постановок задач планирования экспериментов, где независимые параметры одновременно являются и управляемыми, а факторное пространство исчерпывается описанием их допустимых значений, в задачах планирования режимов ТПС независимые параметры не обязатель-

но управляемы, а ограничения могут накладываться как на зависимые, так и на независимые переменные модели.

С учетом сказанного, задача планирования u-го режима состоит в следующем [208]:

$$\min_{X_R}\{\det[C_\alpha(X_R^{(u)})]\} \text{ при ограничениях } \underline{R}^{(u)} \le R^{(u)} = \begin{pmatrix} Y_R^{(u)}(X_R^{(u)}) \\ X_R^{(u)} \end{pmatrix} \le \overline{R}^{(u)}. \quad (3.23)$$

Ее особенностью является чрезвычайная громоздкость аналитических выражений даже для первых производных целевой функции и соответственно трудоемкость организации их вычисления. Кроме того, это многоэкстремальная нелинейная задача большой размерности, для решения которой в настоящее время отсутствуют эффективные общие методы оптимизации. Выполненные исследования основных свойств данной задачи, а также возможных подходов к ее решению показали эффективность применения генетических алгоритмов [209].

Оптимизация состава измерений. В [68, 208] были предложены оптимальные решающие правила, обеспечивающие возможность последовательного улучшения состава измерений по информационному критерию. Основные положения, принятые за основу, сводятся к следующему.

Пусть задан некоторый набор ($N \ge 1$) режимов работы ТПС и некоторый невырожденный состав из $l = \dim(Z_1)$ измерений. Погрешности измерений естественно полагать некоррелированными с известными дисперсиями, соответствующими паспортной точности измерительных приборов: $C_{Z1} = \mathrm{diag}\left(\sigma_i^2, i = 1,\ldots l\right)$. Обозначим: J_i – i-я строка матрицы $J = \partial Z_1 / \partial X$, соответствующая i-му измеряемому параметру из Z_1. Тогда информационную матрицу эксперимента (независимых параметров модели) можно представить как

$$F_l = C_X^{-1} = J^T C_{Z1}^{-1} J = \sum_{i=1}^{l} J_i^T C_{ii}^{-1} J_i = \sum_{i=1}^{l} J_i^T \sigma_i^{-2} J_i.$$

Поэтому добавление l+1-го измерения некоторой компоненты из Z_2 дает информационную матрицу $F_{l+1} = F_l + J_{l+1}^T \sigma_{l+1}^2 J_{l+1}$. При этом можно показать, что

$$\det\left(F_{l+1}\right) = \det\left(F_l\right)\left(1 + \hat{\sigma}_{l+1}^2 / \sigma_{l+1}^2\right), \quad (3.24)$$

где $\hat{\sigma}_{l+1}^2 = J_{l+1} F_l^{-1} J_{l+1}^T$ – дисперсия предсказанного значения Z_{l+1}, полученного из условия, что он не измеряется.

Таким образом, максимального увеличения $\det\left[F_{l+1}\right]$ можно достичь за счет добавления того измерения из Z_2, для которого имеет место наибольшее значение относительной дисперсии предсказания $\hat{\sigma}_i^2 / \sigma_i^2$. Причем важно отметить, что этот параметр модели может быть как зависимым, так и независимым. Соответственно минимизация $\det[F]$ достигается удалением измерения с минимальной величиной, $\hat{\sigma}_i^2 / \sigma_i^2$, где $\hat{\sigma}_i^2$ получена по l измерениям, включая i-е, т.е.

$$\det\left(F_{l+1}\right) = \det\left(F_l\right)\left(1 - \hat{\sigma}_l^2 / \sigma_l^2\right). \quad (3.25)$$

Отсюда следует, что минимизация $\det(C_X) = \det^{-1}(F)$ эквивалентна минимизации $\max\left(\hat{\sigma}_i^2 / \sigma_i^2\right)$, где $C_X = F^{-1}$ – КМ независимых параметров.

Полученные решающие правила могут быть модифицированы для различных вариантов D-критерия, вытекающих из целей повышения точности оценивания того или иного подмножества параметров ТПС и дают конструктивный путь управления значе-

нием этого критерия. При этом возможны следующие основные стратегии: 1) последовательное наращивание некоторого базового состава измерений; 2) добавление наиболее перспективного измерения с одновременным удалением наименее информативного: 3) последовательное сокращение некоторого избыточного состава измерений. Проведенные исследования показали, что первые две стратегии не гарантируют получение оптимального решения, так как траектория процесса оптимизации зависит не только от текущего, но и от начального сочетания измеряемых параметров. Третья стратегия обеспечивает получение глобального решения, так как поиск ведется из единственной точки, а решающее правило (3.25) гарантирует оптимальность значения критерия при текущем числе измерений.

В [205, 208] приведены конечные алгоритмы минимизации числа измерений при ограничении на точность идентификации или максимизации точности при ограничении на число измерений. Алгоритмы позволяют учитывать допустимые места размещения новых измерительных приборов, а также наличие существующих приборов. Их эффективность определяется тем, что они позволяют находить оптимальное решение за конечное шагов, причем максимально возможное число шагов заранее известно и равно $l_{\max} - \dim(X)$, где $l_{\max}$ – число всех допустимых для измерения параметров.

Активная идентификация ТПС. Наличие эффективных методов анализа и оптимизации отдельных факторов идентифицируемости позволило разработать и предложить [68, 208] новую методику активной идентификации ТПС, основанную на сочетании методов оптимального планирования [208] и обработки [59] результатов экспериментов. Эта методика потенциально обеспечивает достижение целей идентификации при минимуме ресурсов либо достижение максимальной степени идентифицируемости при ограниченных ресурсах. Под ресурсами понимаются косвенно учитываемые затраты, зависящие от числа измерительных приборов, трудоемкости их установки или проведения специальных замеров, работ по реализации запланированных режимов, ущербов от вмешательства в нормальную работу ТПС и др.

Предлагаемая схема последовательной активной идентификации ТПС может быть представлена в виде следующих основных этапов:

– задаются априорные оценки $\hat{\sigma}_N$ и $\hat{C}_{\alpha,N}$, где $N = 0$;

– для $N := N + 1$ решается задача планирования режима (3.23) на избыточном составе измеряемых параметров;

– в оптимальном режиме $X_R^{(N)}$ решается задача оптимизации состава измерений: $\min \sum_{j=1}^{T} \delta_j^{(N)}$, $\det[C_\alpha(\delta^{(N)})] \le \bar{C}$, где $\delta_j^{(N)}$ – булева переменная, отражающая измерение j-го параметра в N-м режиме, $\bar{C}$ – минимально допустимая точность идентификации;

– проводится эксперимент, обработка результатов которого сводится к решению задачи оценивания на минимум критерия

$$\hat{O}(\bar{R}^{(N)}, \hat{\alpha}_N) \equiv \left(\tilde{R}^{(N)} - \bar{R}^{(N)}\right)^{\mathrm{T}} C_{R1}^{-1} \left(\tilde{R}^{(N)} - \bar{R}^{(N)}\right) + \left(\tilde{\alpha}^{(N)} - \hat{\alpha}_N\right)^{\mathrm{T}} \hat{C}_{\alpha,N-1}^{-1} \left(\tilde{\alpha}^{(N)} - \hat{\alpha}_N\right)$$

при соблюдении уравнений потокораспределения $U\left(\bar{R}^{(N)}, \hat{\alpha}_N\right) = 0$, где $\tilde{R}^{(N)}$, $\bar{R}^{(N)}$ – соответственно векторы измерений и оценок параметров N-го режима; $\tilde{\alpha}^{(N)} - \hat{\alpha}_{N-1}$ – вектор псевдоизмерений параметров элементов в N-м режиме; $\hat{\sigma}_N$ – вектор оценок этих параметров, полученных по результатам обработки N режимов;

– вычисляется апостериорная оценка $\widehat{C}_{\alpha,N}$ по рекуррентному соотношению [59] $\widehat{C}_{\alpha,N} = \left[\widehat{C}^{-1}_{\alpha,N-1} + (\bar{J}^{(n)}_{\alpha})^{\mathrm{T}} G^{(N)}_{R1} \bar{J}^{(N)}_{\alpha}\right]^{-1}$, в котором производные берутся в точке минимума; $\hat{\mathrm{O}}(\widehat{R}^{(N)}, \widehat{\alpha}_N)$;

– если точность оценок $\widehat{\sigma}_N$ недостаточна и ограничение на число режимов (экспериментов) не исчерпано, то необходим переход на п. 2.

3.5. Оценивание состояния и идентификация параметров систем энергетики

3.5.1. Оценивание состояния (ОС) как метод анализа стационарных (установившихся) режимов ЭЭС

История развития исследований в области ОС ЭЭС в ИСЭМ. Основная идея метода и первые постановки. Необходимой базой для решения задач анализа и планирования режимов (комплекса программ EMS-приложений on-line) является установившийся режим (УР) для текущей схемы электрической сети, полученный на основе телеинформации – телеизмерений (ТИ) параметров режима и телесигналов (ТС) – состоянии коммутационного оборудования.

Из-за недостаточного оснащения ЭЭС средствами телемеханики измеряется и передается в диспетчерские пункты лишь часть информации, необходимой для управления ЭЭС. Кроме того, полученная телеинформация не всегда правильно отражает конфигурацию схемы и значения параметров режима, поскольку содержит погрешности. Для расчета текущего режима ЭЭС по данным ТИ и ТС используются методы *оценивания состояния,* позволяющие отфильтровать погрешности в измерениях и рассчитать недостающую текущую информацию.

Первые работы по оцениванию состояния ЭЭС появились в конце 60-х – начале 70-х годов прошлого столетия практически одновременно в нашей стране [210, 211] и за рубежом [212, 213].

Задача ОС ЭЭС в них рассматривалась как расчет потокораспределения в условиях избыточности информации, содержащей погрешности, и базировалась на известном в статистике методе наименьших квадратов.

В задаче ОС использовалась узловая модель сети, в которой измеряемые параметры ЭЭС (модули напряжений и мощности) определялись через вектор состояния – модули и фазы напряжений узлов. В этой модели топология сети принималась известной. Легко видеть, что она является преемником модели, используемой Л.А. Круммом при расчете УР [214]. Модель измерений учитывала только небольшие случайные погрешности.

В нашей стране основателем школы оценивания состояния ЭЭС является профессор А.З. Гамм, создавший в 1972 г. в СЭИ сначала группу, а затем и лабораторию, сотрудники которой посвятили себя исследованиям в области ОС ЭЭС. В одной из первых работ А.З. Гамма [211] задача ОС рассматривалась как задача нелинейного программирования, что позволяло решать ее в произвольном базисе (векторе состояния), а не только через модули и фазы узловых напряжений, а также учитывать допустимые пределы изменения измеряемых параметров. В этой же работе предложены способы расчета доверительных интервалов полученных оценок.

В вышедшей в 1974 г. работе [163] А.З. Гамма, посвященной методическим вопросам ОС, сформулированы основные задачи, входящие в комплекс проблем ОС, и предложены пути их решения. В ней дана статическая и динамическая постановка зада-

чи ОС, доказаны статистические свойства оценок, полученных методом взвешенных наименьших квадратов, сформулирована проблема топологической наблюдаемости при ОС ЭЭС, рассмотрены вопросы идентификации моделей, используемых при ОС, а также проблема обнаружения плохих данных, ошибки которых существенно превышают случайные погрешности. Основные, сформулированные в ней идеи, получили свое дальнейшее развитие в первой в нашей стране монографии [19], посвященной методам ОС, вышедшей в 1976 г. Помимо теоретических аспектов различных проблем оценивания состояния в ней приведены результаты расчетов, выполненных с помощью программ, реализующих различные функции ОС.

После появления этой монографии, совпавшего по времени с началом работ по созданию автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС страны, проблема ОС заняла прочное и постоянное место среди передовых направлений исследований в области управления и функционирования ЭЭС. Она оказалась в центре внимания сотрудников научно-исследовательских и проектных институтов, научных центров и вузов, а также эксплуатационных организаций ЭЭС.

К концу 1970-х годов программные разработки, реализующие методы ОС для небольших схем, находились в эксплуатации в составе оперативно-информационных комплексов (ОИК), реализованных на мини-ЭВМ в ряде ЭЭС СССР. Результаты ОС использовались в основном для повышения достоверности телеизмерений и отображения.

В 1980-е годы были разработаны алгоритмы и ряд программ ОС, решение которых предполагалось выполнять на «связке» мини-ЭВМ, осуществляющей прием телемеханики, и main-frame (ЕС ЭВМ). Однако вследствие низкой производительности и надежности ЕС ЭВМ, а также недостаточной обеспеченности расчетных схем телеинформацией добиться широкого практического использования этих программ не удалось.

Появление на российском рынке в начале 1990-х годов мощных персональных компьютеров (ПК), объединенных в локальные вычислительные сети, позволило провести модернизацию технических средств АСДУ, в первую очередь их оперативно-информационных управляющих комплексов (ОИУК) [215] и перейти к новой технологической системе SCADA/EMS, что позволило существенно увеличить объем принимаемой телеинформации и реализовать достаточно сложные алгоритмы ее обработки. Это дало возможность решать задачу ОС в режиме on-line, а ее результаты использовать не только для повышения достоверности телеинформации, но и в качестве информационной базы для решения задач, входящих в подсистему EMS on-line.

Современный комплекс ОС, предназначенный для получения модели текущего режима ЭЭС по данным ТИ и ТС, включает в себя решение следующих задач:

- оперативное формирование текущей расчетной схемы по данным ТС;
- анализ наблюдаемости расчетной схемы;
- идентификация и детекция грубых ошибок в ТИ;
- фильтрация случайных погрешностей ТИ, т.е. получение их оценок и дорасчет неизмеренных параметров;
- идентификация параметров используемых при ОС моделей в процессе функционирования комплекса задач ОС в реальном времени.

Несмотря на то что с момента появления первых публикаций по ОС прошло уже более 30 лет, эта проблема и поныне не потеряла своей актуальности и находится в центре внимания исследователей и практиков. Об этом свидетельствует большое число ежегодных публикаций теоретического и прикладного характера. В последние 10 лет активно развиваются исследования в области применения методов искусственного интеллекта (ИИ) в различных задачах электроэнергетики, в том числе и в области ОС.

Большой вклад в развитие методов ОС, постановку и решение ее отдельных задач и внедрение результатов в практику управления ЭЭС в нашем институте внесли А.Л. Бучинский, В.В. Володин, А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, А.М. Глазунова, И.И. Голуб, Ю.А. Гришин, Р.А. Заика, Л.И. Коверникова, И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, Л.А. Крумм, В.В. Курбацкий, Ю.Н. Кучеров, Г.Н. Ополева, С.И. Паламарчук, Л.В. Эм и др.

В современных условиях функционирования и управления ЭЭС требуется создание расчетной модели для схем большой размерности (порядка нескольких тысяч узлов) на базе методов ОС ЭЭС. Такие схемы, как правило, не полностью наблюдаемы, возможны искажение данных, плохая их синхронизация. Появление ошибочных ТИ, несоответствие текущей расчетной схемы и используемых математических моделей реальному состоянию ЭЭС, потеря наблюдаемости вследствие отказа в системах сбора и передачи данных могут привести к искажению результатов ОС, замедлению сходимости вычислительного процесса, вплоть до расходимости, и, как следствие, к неправильным решениям, формируемым на базе полученной расчетной модели. Важным фактором при разработке и реализации методов решения задачи оценивания состояния ЭЭС является требование высокого быстродействия полученных алгоритмов и программ, обеспечивающих получение решения в темпе технологического процесса. Большой объем информации, необходимость быстрого принятия решения требуют развития и совершенствования существующих методов ОС, а также разработки новых методических подходов, позволяющих получить надежное решение, адекватно отражающее состояние ЭЭС на момент получения телеинформации в реальных условиях функционирования ЭЭС.

Методы решения задачи статического ОС. Задача оценивания состояния может быть сформулирована как расчет параметров текущего режима ЭЭС по данным измерений. Измерения содержат случайные погрешности. Обычно принимается, что погрешности измерений аддитивны, т.е. используется модель измерений, в которой вектор значений измерений $\bar{y}$ можно представить в виде суммы истинных значений измеренных переменных y^{ucm} и вектора случайных ошибок ξ_y [19]

$$\bar{y} = y^{\grave{e}\tilde{n}\grave{o}} + \xi_y , \tag{3.26}$$

которые имеют нормальное распределение с нулевым математическим ожиданием и известной дисперсией σ_y^2

$$\xi_y \to N(0, \sigma_y^2). \tag{3.27}$$

Поскольку измерения $\bar{y}$ содержат погрешности, то при решении задачи ОС ищутся оценки $\hat{y}$, которые *наиболее близки* к измеренным значениям $\bar{y}$ в смысле некоторого критерия и удовлетворяют уравнениям электрической цепи, связывающим измеренные y и неизмеренные z переменные:

$$w(y, z) = 0 \tag{3.28}$$

В качестве измерений при ОС ЭЭС до недавнего времени в основном использовались телеизмерения, получаемые от системы SCADA: модули узловых напряжений U_i , генерации активных $P_{\tilde{a}_i}$ и реактивных $Q_{\tilde{a}_i}$ мощностей в узлах, перетоки мощностей в трансформаторах и линиях P_{ij} ,Q_{ij}, реже – токи в узлах и в линиях I_i, I_{ij} . Соответственно вектор измерений выглядит так:

$$\bar{y} = \{ P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, U_i, I_i, I_{ij} \} .$$

Для получения узловых инъекций P_i, Q_i в дополнение к ТИ используются псевдоизмерения (ПИ) нагрузок в узлах.

Если при ОС используются измерения, полученные одновременно, и для этого же момента времени ищутся оценки, то говорят о *статическом оценивании состояния,* в отличие от *динамических подходов*, учитывающих соотношения между параметрами режима в различные моменты времени [19].

Уже в первых работах по оцениванию состояния [211, 212] введено понятие *вектора состояния* x размерностью $2n$-1 (где n – число узлов расчетной схемы), который обычно включает в себя модули и фазы узловых напряжений $x=\{U,\delta\}$, кроме фазы базисного узла, где она фиксируется. При этом в качестве уравнений (3.28) используются явные зависимости измеренных и неизмеренных переменных от x

$$y = y(x), \tag{3.29}$$

$$z = z(x). \tag{3.30}$$

Уравнения (3.28) используются для определения компонент вектора состояния x по измеренным переменным. В этом случае задача ОС сводится к решению переопределенной системы уравнений

$$\bar{y} - y(\hat{x}) = 0, \tag{3.31}$$

т.е. к поиску таких оценок вектора состояния $\hat{x}$, при которых вычисленные значения измеряемых переменных режима $y(\hat{x})$ были бы *наиболее близки* к измерениям также в смысле некоторого критерия. Затем, используя (3.30), ищутся оценки неизмеренных переменных $z(\hat{x})$.

В работе [19] рассмотрены различные подходы к выбору такого критерия. В первом подходе в качестве критерия ОС используется некоторая норма отклонений измерений от их оценок

$$\|\delta y\| = \|\bar{y} - \hat{y}\|, \tag{3.32}$$

и задача ОС сводится к минимизации этого критерия. В качестве критерия близости чаще всего используется взвешенная сумма квадратов

$$\varphi = (\bar{y} - \hat{y}^T) R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y}) \tag{3.33}$$

или при использовании вектора состояния

$$\varphi(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)), \tag{3.34}$$

где R_y^{-1} – весовая диагональная матрица, элементы которой обратны априорным дисперсиям измерений, которые, в свою очередь, определяются качеством измерений.

Второй подход базируется на известном в статистике методе максимального правдоподобия и сводится к поиску максимума плотности распределения случайного вектора погрешностей измерений ξ_y. В [19] показано, что при предположении о нормальном законе распределения ξ_y, оценки по методу максимального правдоподобия совпадают с оценками, полученными при минимизации [19], если в качестве нормы выбирается сумма взвешенных квадратов отклонений [215].

Этот критерий чаще всего и используется для решения задачи ОС. Полученные при этом оценки называются оценками по методу взвешенных наименьших квадратов (МВНК).

Еще один подход к выбору критерия ОС предложен в [216]. Он получил название байесовского подхода к задаче ОС. В этом подходе в отличие от предыдущего ищется максимум апостериорной условной плотности распределения $p(x/\bar{y})$, которая определяется по формуле Байеса [217]:

$$p(x/\bar{y}) = p(\bar{x}/y)p(x)/p(y).$$

Формула Байеса позволяет перейти от априорной, недостаточно надежной вероятности распределения вектора состояния x, к апостериорной, вызывающей существенно большее доверие. Для следующих моментов времени эта информация уже может рассматриваться как априорная, поэтому байесов подход особенно эффективен при динамическом ОС.

При решении задачи ОС в координатах вектора состояния x возникает ряд проблем. Основная из них – эффект размазывания ошибок, затрудняющий поиск плохих данных по остаткам оценивания. Это приводит к многократному повторению процедуры ОС и увеличению времени решения всей задачи, что создает проблемы при использовании этих алгоритмов в реальном времени. Вторая проблема – это обработка измерений, значения которых должны быть выдержаны абсолютно точно.

В ряде работ, в том числе и нашего института [218, 219], предложен подход, при котором задача оценивания состояния решается непосредственно в координатах измеряемых переменных y и имеет ряд преимуществ: снижается размерность задачи и эффект размазывания грубых ошибок через вектор состояния x, появляются новые возможности для обнаружения ошибочных измерений, проще учитываются ограничения на измеренные переменные и др.

Независимо от выбранного критерия задача ОС сводится к поиску минимума некоторой целевой функции, т.е. является оптимизационной. При решении задачи ОС используемые УУР в общем случае нелинейны. Для минимизации наиболее часто встречающихся квадратичных критериев в [19] предложены две группы методов, различающиеся способом учета нелинейностей в УУР и целевой функции. Первую группу составляют различные модификации градиентного метода, вторую группу – методы ньютоновского типа.

Из градиентных методов для решения задачи ОС наибольшее распространение получил метод сопряженных градиентов [19, 220].

К достоинствам градиентных методов следует отнести их простоту и нетребовательность к ресурсам вычислительной техники, вместе с тем известно [19, 221], что для нелинейных функций общего вида (с нелинейностью выше квадратичной) они имеют замедленную сходимость вблизи точки оптимума, поэтому их преимущества перед другими методами существенно снижаются при расчете схем большой размерности. В связи с этим в настоящее время градиентные методы при ОС как самостоятельные методы практически не используются, а лишь в сочетании с другими методами, например [222].

Непосредственное решение нелинейной системы уравнений, полученной приравниванием нулю градиента целевой функции

$$G = \frac{\partial \varphi}{\partial x} = -2[\bar{y} - y(x)]^T R_y^{-1} \frac{\partial y}{\partial x} = 0, \qquad (3.35)$$

приводит к методу Ньютона. Метод Ньютона и его различные модификации широко используются при расчете установившегося режима ЭЭС и сводятся к последовательности итерационных шагов

$$x_{k+1} = x_k + \Delta x_k \qquad (3.36)$$

с решением на каждом шаге линейных систем уравнений, полученных путем замены нелинейной функции $y(x)$ в окрестности текущей точки x_k ее квадратичной аппроксимацией.

При решении задачи ОС обычно ограничиваются линейной аппроксимацией, полагая, что зависимости $y(x)$, по крайней мере вдали от предела по расчетной устойчивости, близки к линейным. В [19] было показано, что такое упрощение не ухудшает сходимости, но даже улучшает ее.

В этом случае на каждой итерации решается система уравнений [19]

$$\left[\bar{y} - y(x_k)\right]^T R_y^{-1} H_k + \left[H_k^T R_y^{-1} H_k\right](x - x_k)_k = 0\,, \tag{3.37}$$

где через H_k обозначена матрица Якоби $\dfrac{\partial y}{\partial x}$, вычисленная на k –й итерации.

Из (3.36) определяется поправка Δx_k на k – й итерации

$$\Delta x_k = \left[H_k^T R_y^{-1} H_k\right]^{-1} H_k^T R_y^{-1}\left[\bar{y} - y\left(x_k\right)\right]_k \tag{3.38}$$

и выполняются итерации (3.38), пока не будет обеспечена требуемая точность расчета.

Это наиболее распространенная формулировка метода Ньютона при решении задачи ОС. Она связана с использованием критерия наименьших квадратов, при котором исходная несовместная система уравнений (3.31) приводится к нормальному виду. Такой метод решения задачи ОС часто называют методом нормальных уравнений [114].

Для решения системы уравнений (3.37) с квадратной симметричной положительно определенной матрицей $H^T R_y^{-1} H$ может быть использован любой из известных методов решения нормализованных систем уравнений: метод Гаусса, Холецкого, двойной факторизации Цолленкопфа и др. Подробный обзор и анализ этих методов выполнены в [114], там же показано, что наилучшим методом для решения систем с положительно определенной симметричной матрицей является метод Холецкого, который обладает хорошей численной устойчивостью для плохо обусловленных систем.

В [19] также было предложено использовать сочетание метода сопряженных градиентов с методом Ньютона. Метод сопряженных градиентов, учитывая его хорошую сходимость вдали от решения, используется на начальных итерациях, а вблизи решения при замедлении сходимости осуществляется переход к методу Ньютона. Как указывается в [19], такой подход требует незначительного увеличения объема вычислительной памяти по сравнению с методом Ньютона, но дает существенное ускорение сходимости.

Среди модификаций метода Ньютона наибольшее распространение при решении задачи ОС получил быстрый разделенный метод Ньютона [223, 224], в котором ОС выполняется отдельно для активной и реактивной модели. Каждая из этих моделей включает измерения, уравнения и подматрицу Якоби соответственно для активной мощности и реактивной мощности и напряжений. Основным преимуществом этой модификации метода является то, что факторизация каждой из подматриц $H^T R_y^{-1} H$ выполняется один раз в начале, а на всех последующих итерациях используются постоянные факторизованные подматрицы. Этот метод экономичен по затратам памяти и хотя и требует, как правило, большего числа итераций, чем полный метод Ньютона, он обеспечивает высокое быстродействие.

Метод Ньютона может быть применен также и непосредственно для решения переопределенной системы нелинейных уравнений, записанных в виде (3.31). В этом случае на каждой итерации необходимо решить систему линейных уравнений

$$H_k \Delta x_k = \Delta y_k \tag{3.39}$$

с прямоугольной матрицей коэффициентов размерности $\left(m \times (2n-1)\right)$, где m – размерность вектора измерений. В общем случае такая система не имеет единственного решения, но, как показано в [114], если промасштабировать систему (3.39), умножив правую и левую ее часть на матрицу $R_y^{1/2}$, т.е. привести ее к виду

$$\widetilde{H}_k \Delta x_k = \Delta \widetilde{y}_k\,,$$

где $\widetilde{H}_k = R_y^{1/2} H_k$, $\Delta\widetilde{y} = R_y^{1/2}\Delta y$, то решения (3.37) и (3.39) будут совпадать. Для решения системы (3.39) используются методы ортогональных преобразований, такие как метод ортогонализации Грама–Шмидта, Хаусхолдера, Петерса и Уилкинсона, обзор которых также приведен в [114].

В особую группу целесообразно выделить методы ОС, использующие процедуру выбора базисных измерений. Во-первых, потому, что они тесно связаны с разработанным в ИСЭМ методом контрольных уравнений [28]. Во-вторых, методы, построенные на использовании аналогичной процедуры, широко применяются сейчас при использовании для ОС так называемых робастных критериев и являются достаточно перспективными с точки зрения борьбы с плохими данными.

Впервые такой подход использован, по-видимому, в методе сканирования [19, 220]. Основная идея этого метода состоит в том, что для получения оценок измерения обрабатываются не все сразу, а «порциями». В качестве начальной порции выбирается набор измерений $\bar{y}_0$, позволяющий однозначно определить оценки вектора состояния $\hat{x}_0$ с ковариационной матрицей

$$P_0 = \left[\left(\frac{\partial y_0}{\partial x} \right)^T R_{y_0}^{-1} \left(\frac{\partial y_0}{\partial x} \right) \right]^{-1} . \qquad (3.40)$$

При обработке следующих «порций» измерений $\bar{y}_i$ оценки $\hat{x}_{i-1}$, полученные после обработки предыдущей порции $\bar{y}_{i-1}$, рассматриваются как псевдоизмерения, ошибки которых определяются ковариационной матрицей P_{i-1}. Хотя явно в этих работах состав измерений $\bar{y}_0$ еще не назван базисным, но указано, что число этих измерений не должно быть меньше числа компонент вектора состояния, а размещение должно обеспечивать наблюдаемость всей схемы. Дальнейшее развитие метод сканирования получил в динамической постановке [19, 225] и реализован в программно-вычислительном комплексе динамического ОС [226].

Развитием метода сканирования, но уже с явным разделением измерений на базисные и избыточные, является метод, предложенный в [220] и развитый в работах [227, 228]. В этом методе исходная система уравнений (3.31), записанная с учетом погрешностей измерений ξ_y в виде

$$\bar{y} - y(x) - \xi_y = 0$$

делится на две подсистемы:

$$\bar{y}_á - y_á(x) - \xi_{y_á} = 0 , \qquad (3.41)$$
$$\bar{y}_è - y_è(x) - \xi_{y_è} = 0,$$

соответствующие базисному и избыточному составу измерений. Из подсистемы (3.41) определяются оценки $\hat{x}_á$ и ковариационная матрица полученных оценок $P_á$ в соответствии с (3.40).

Полученные оценки вектора $\hat{x}_á$ рассматриваются в качестве псевдоизмерений, которые затем корректируются при обработке избыточных измерений.

В состав базисных измерений обязательно включаются абсолютно точные измерения и дополняются измерениями, позволяющими обеспечить наилучшую обусловленность подсистемы (3.41). Для этого используется процедура исключения Гаусса с выбором максимального элемента в столбце матрицы H.

Этот метод не лишен таких недостатков, как «размазывание» грубых ошибок, сложность с выдерживанием абсолютно точных измерений, присущих методам реше-

ния задачи ОС в координатах вектора состояния. Несмотря на это, данный метод, как и предыдущий, реализован в программно-вычислительном комплексе [228], предназначенном для анализа высших гармоник в высоковольтных сетях ЭЭС.

В ИСЭМ СО РАН разработан метод ОС на основе контрольных уравнений (КУ), который также использует процедуру выбора базисных измерений [28, 219].

Контрольные уравнения – это уравнения электрических цепей, в которые входят только измеренные переменные режима y

$$w_k(y) = 0. \tag{3.42}$$

Они могут быть получены из системы УУР (3.28) после исключения неизмеренных переменных.

Впервые предложенные для достоверизации ТИ [19], КУ затем стали применяться для решения различных задач, входящих в комплекс ОС в реальном времени [18].

Разработаны топологические и алгебраические методы получения КУ [28]. Следует отметить, что все методы получения КУ тесно связаны с методами анализа наблюдаемости и разделением измерений на базисные и избыточные [29], поскольку число КУ определяется числом избыточных измерений в схеме.

Фильтрация случайных ошибок с использованием КУ (задача оценивания состояния в узком смысле) решается путем минимизации критерия (3.39) при ограничениях в форме равенств – системе КУ (3.42), т.е. непосредственно в координатах вектора измеренных переменных y.

Такой подход дает ряд преимуществ по сравнению с постановкой (3.34): позволяет избежать искажения результатов ОС, вызванного эффектом «размазывания» ошибок, алгоритмы ОС по КУ менее трудоемки и имеют высокое быстродействие, так как порядок системы КУ, как правило, существенно ниже, чем порядок исходной системы (3.28), не требует перехода к вектору состояния x, позволяет учесть точные измерения (при r_{jj}=0 соответствующий y_j не входит в (3.33), а фигурирует в (3.42) как константа).

Полученные КУ позволяют априори обнаружить плохие данные перед выполнением процедуры ОС, при этом одновременно выявляются все идентифицируемые ошибочные измерения без повторения процедуры ОС. Методы достоверизации телеинформации на основе КУ будут рассмотрены ниже.

При необходимости рассчитать неизмеренные параметры выбирается базисная система измерений $y_á$ и решается система уравнений

$$y_á(x) - \hat{y}_á = 0. \tag{3.43}$$

Система (3.43) решается методом Гаусса, при этом на первой итерации одновременно выполняются треугольная факторизация матрицы и выбор базиса, а на всех последующих итерациях – только прямой ход Гаусса.

Не останавливаясь подробно, отметим, что на основе КУ разработаны также алгоритмы достоверизации ТС [229], при проведении циклических расчетов КУ могут использоваться для идентификации систематических ошибок измерений и их дисперсий [230] и др.

Алгоритмы ОС на основе КУ были реализованы в ПВК «Оценка» [231], который на протяжении ряда лет находился в опытно-промышленной эксплуатации в ЦДУ ЕЭС России и других организациях. Опыт реализации алгоритмов в реальном времени в ЭЭС России показал достаточно высокую эффективность предложенных подходов. Но при этом сохраняются проблемы, связанные с низкой избыточностью измерений и большим количеством ошибочных данных. Для решения этих проблем в работах [28,

232–235] предложено использовать методы искусственного интеллекта – искусственные нейронные сети (ИНС) и генетические алгоритмы (ГА).

Использование появившихся сравнительно недавно измерений комплексных электрических величин, поступающих от PMU (Phasor Measurements Units) [236], позволяет существенно улучшить свойства решения задачи ОС – решить ряд проблем, связанных с невысокой избыточностью и низкой точностью измерений, а также существенно повысить эффективность решения задачи ОС как в классической постановке, так и при использовании КУ [237].

Наряду с использованием специальных методов обнаружения плохих данных (ОПД) в качестве альтернативы МВНК в [19] впервые предложено использовать для ОС неквадратичные критерии, которые в отличие от МВНК позволяют одновременно с получением оценок обнаружить и отбросить ошибочные ТИ, не прибегая к специальной процедуре обнаружения плохих данных. Методы ОС на основе неквадратичных критериев относятся к робастным методам оценивания [238].

В общем виде критерии ОС могут быть представлены как

$$\varphi = \sum_{i=1}^{m} \rho(r_{w_i}),$$

где через $\rho(.)$ обозначена некоторая функция от взвешенных остатков

$$r_{w_i} = (\bar{y}_i - \hat{y}_i)/\sigma_i . \tag{3.44}$$

В качестве неквадратичных критериев используются различные функции $\rho(.)$, которые при малых значениях остатков являются квадратичными, а при большой имеют более пологий характер. Этим достигается эффект подавления плохих данных непосредственно в процессе решения задачи ОС. Впервые неквадратичный критерий, представляющий собой сочетание параболы и квадратного корня, был предложен в [239].

В качестве функции, удобной для подавления плохих данных, в [19] предложен критерий, представляющий собой сочетание параболы с логарифмической кривой

$$\rho_i = \begin{cases} r_i^2, & \text{åñëè } r_i \le a, \\ a^2\left(1 + 2\ln\dfrac{r_i}{a}\right), & \text{åñëè } r_i > a. \end{cases} \tag{3.45}$$

В отличие от критерия, предложенного в [19], коэффициенты в (3.45) определены из условия непрерывности функции и ее первых производных в точке перегиба a. С помощью коэффициента a можно регулировать фильтрующую способность критерия, выбирая между эффективностью оценок и чувствительностью критерия к плохим данным.

Достоинством методов ОС по неквадратичным критериям является то, что не нужно заново рассчитывать оценки после удаления грубых измерений. К недостаткам неквадратичных критериев можно отнести:

- необходимость экспериментального подбора точки перегиба a;
- надежную работу лишь при небольшом числе ошибочных ТИ;
- требование хорошего исходного приближения вектора x;
- возможность неправильного решения при расчете схем, содержащих сенсорные точки [145] или точки разбалансировки (laverage points) [240].

Следует отметить, что при использовании неквадратичных критериев для ОС по КУ меньше проявляется чувствительность к качеству исходного приближения и размазыванию ошибок, поскольку здесь в качестве исходного приближения y_0 обычно при-

нимаются сами измерения, т.е. $y_0=\bar{y}$. Кроме того, как было показано в [241], методы ОС по КУ менее чувствительны к точкам разбалансировки.

В настоящее время наиболее эффективными являются робастные методы ОС, построенные на переборе вариантов базисных измерений и дающие устойчивое решение, даже если половина избыточных измерений представлена плохими данными или соответствует точкам разбалансировки. Они получили название высокоробастных методов ОС.

Высокоробастные методы оценивания, как правило, являются непрямыми, в которых для поиска оптимального решения необходимо перебрать большое число вариантов базисных измерений и выбрать лучший, удовлетворяющий критерию оценивания.

В [242] предложено использовать генетический алгоритм для ОС с помощью робастных критериев. Были исследованы различные критерии выбора базисных измерений. Лучшие результаты получены при использовании критерия максимальной согласованности, численно он представляет собой максимальное количество взвешенных остатков оценивания (3.44), превышающих некоторого порогового значения, например 2,5

$$\varphi_1 = \max_{\Omega} f_{\grave{e}} , \tag{3.46}$$

где Ω – множество вариантов базисных измерений, $f_{\grave{e}}$ – количество избыточных измерений, для которых остатки r_{w_i} – меньше порога.

Несмотря на высокие робастные свойства, применение методов этой группы вызывает определенные затруднения, особенно при решении задачи ОС в классической постановке, т.е. через вектор состояния x. В этом случае для расчета оценок измерений необходимо решить задачу потокораспределения для каждого варианта базиса, что при большом числе вариантов приводит к неприемлемому времени решения. В литературе предложен ряд подходов, направленных на преодоление этой трудности [243].

Алгоритмы ОС с перебором базисов гораздо проще реализуются при решении задачи ОС на основе КУ. Это определяется рядом факторов.

1. В систему КУ базисные и избыточные измерения входят равноправно, поэтому при изменении базиса нет необходимости заново формировать КУ.

2. Для вычисления остатков не нужно решать задачу потокораспределения, поскольку задача ОС решается непосредственно в координатах вектора измерений y, и оценки измеряемых переменных рассчитываются в процессе ее решения.

3. В методе КУ нет необходимости фиксировать измеренные значения базисных переменных, поскольку процедура выбора базиса выполняется после получения сбалансированных по КУ оценок, остатки для которых уже вычислены. При смене базиса нет необходимости пересчитывать остатки, поэтому процедура перебора вариантов базисов не требует больших вычислительных затрат и может осуществляться с помощью ГА.

Следует отметить, что снижение размерности задачи при расчете по подсистемам существенно повышает эффективность и быстродействие робастных методов ОС. Кроме того, при использовании измерений высокой точности от PMU в алгоритмах ОС методом контрольных уравнений, данные измерения, как и абсолютно точные псевдоизмерения нулевых инъекций в транзитных узлах, всегда вводятся в базис. Это улучшает обусловленность базисной матрицы Якоби и приводит к уменьшению количества вариантов базисных измерений при их переборе.

Методы динамического ОС. Для ОС в темпе поступления информации были предложены динамические алгоритмы ОС, учитывающие динамику процессов в ЭЭС, т.е. соотношения между параметрами режима в различные моменты времени. Первые

динамические алгоритмы ОС появились практически одновременно со статическими постановками [220] при решении задачи ОС в координатах вектора состояния x.

Процесс изменения состояния ЭЭС во времени описывается уравнением динамики

$$x_t = F_t x_{t-1} + q_t, \tag{3.47}$$

где F_t – диагональная матрица перехода системы из состояния в $(t-1)$-й момент времени к состоянию в момент времени t; q_t – это шум динамики, для которого обычно предполагают, что он соответствует нормальному распределению с нулевым математическим ожиданием и ковариационной матрицей Q_t.

Если промежуток между t-м и $(t-1)$-м моментами времени при обработке данных не превышает нескольких десятков секунд, то процесс можно считать стационарным [114] и описать динамику ЭЭС в виде простейшей модели

$$x_t = x_{t-1} + q_t, \tag{3.48}$$

которая обычно и используется при динамическом ОС. Как справедливо отмечено в [114], использование более сложных моделей динамики требует задания большого количества информации, которая зачастую неизвестна и задается приближенно.

Учет динамики изменения состояния ЭЭС придает алгоритмам ОС новые положительные свойства – возможность работать в условиях недостаточной информации, большую устойчивость к сбоям и помехам, способность к адаптации. При динамическом ОС появляется больше возможностей для обнаружения грубых и систематических ошибок в ТИ, а также идентификации характеристик используемых моделей, в частности дисперсий измерений [18, 230].

Современные алгоритмы динамического ОС можно разделить на три группы. К первой группе относятся алгоритмы, базирующиеся на теории фильтрации Калмана и использующие упрощенные модели динамики ЭЭС [19], которые при предположении о линейности $y(x)$, можно записать в следующем виде:

$$\widetilde{P}_t = P_{t-1} + Q_{t-1}, \tag{3.49}$$

$$K_t = \widetilde{P}_t H_t^T (R_{yt} + H_t \widetilde{P}_t H_t^T)^{-1}, \tag{3.50}$$

$$\hat{y}_t = \hat{y}_{t-1} + K_t[\overline{y}_t - y(\hat{x}_{t-1})], \tag{3.51}$$

$$P_t = (I - K_t H_t)\widetilde{P}_t, \tag{3.52}$$

где $\widetilde{P}_t$ – прогнозируемое значение ковариационной матрицы P на момент времени t, полученное на основании оценок матрицы P и ковариационной матрицы шума динамики Q в $(t-1)$-й момент времени; K_t – коэффициент усиления фильтра.

Одним из первых в нашей стране был разработан динамический алгоритм сканирования, предложенный в [220] для статического ОС, но в полной мере проявивший свои достоинства в динамической постановке [19, 244, 245]. Основная идея метода состоит в том, что измерения обрабатываются порциями, в предельном случае – по одному. При статическом ОС или при старте динамического алгоритма первоначальная порция должна включать базисные измерения, позволяющие вычислить первоначальные оценки вектора состояния $\hat{x}_0$ и ковариационную матрицу P_0 в соответствии с (3.40). На следующих тактах в качестве исходного приближения выступают оценки $\hat{x}_{t-1}$, где $t \geq 1$. Модель динамики описывается уравнениями (3.49)–(3.53) с постоянной диагональной матрицей Q. В процессе дальнейшей обработки измерений, выполняемой по одному, независимо корректируются оценки вектора состояния и их ковариационная матрица. Обработка измерений по одному позволяет избежать при этом процедуры обращения матриц и заменить ее делением на скаляр [19].

К достоинствам этого метода следует отнести высокое быстродействие и очень низкие требования к памяти ЭВМ, к недостаткам – чувствительность к грубым ошибкам в измерениях, возможная расходимость вычислительного процесса при появлении отрицательных диагональных элементов в матрице P_t, необходимость перенастройки и перезапуска алгоритма при изменении состава ТИ или топологии схемы. Несмотря на указанные недостатки, метод сканирования позволял получить надежное решение при расчете схем размерностью до 100 узлов. Он был реализован в ПВК динамического ОС для управляющих мини-ЭВМ [226, 246] и успешно использовался на протяжении ряда лет в составе информационно-управляющей подсистемы ОИК АСДУ в ЦДУ, ряде ОДУ и диспетчерских центров энергосистем Советского Союза.

Еще один оригинальный метод, впервые предложенный для решения задачи ОС в статической постановке в [247], был затем развит в [18, 248] для динамического ОС. Основная идея этого метода, получившего название метода Допазо, состоит в использовании специальной формы уравнений УР для связей, позволяющих при измерениях только перетоков мощности и напряжений свести задачу ОС при некоторых предположениях к чисто линейной. Динамическая постановка [228] дает возможность использовать оценки предшествующих интервалов в качестве псевдоизмерений, повышая тем самым избыточность данных. Для сокращения времени решения задачи в качестве весовой матрицы априорной информации C_t (аналог матрицы P_t в (3.49)) используется аппроксимация $C_t = \alpha_t \mathrm{diag}(C_0)$, где C_0 вычисляется на этапе формирования модели, а параметр $0 < \alpha_t < 1$ определяет степень сглаживания оценок. Второе упрощение, используемое в данной постановке, связано с переходом к разделенной форме моделей.

Благодаря указанным упрощениям, разработанный динамический алгоритм обеспечивал высокое быстродействие и экономичность. Дополненный блоком априорной достоверизации измерений, он был реализован в программном комплексе обработки ТИ в реальном времени на мини-ЭВМ типа СМ-1420 и использовался в ОДУ Средней Волги и ряде энергосистем в составе подсистемы сбора телеизмерений для централизованной системы противоаварийной автоматики для расчета схем порядка 80–100 узлов [249].

Моделирование изменения параметров, характеризующих состояние ЭЭС во времени – сложная задача, требующая учета специфики ЭЭС: нелинейность, большую размерность, частые грубые ошибки в измерениях и др., что привело к определенным трудностям при непосредственном применении теории фильтрации для ОС ЭЭС, поэтому наряду с описанными выше динамическими алгоритмами для ОС в реальном времени были разработаны динамические *алгоритмы слежения за режимом*, которые так же, как и методы первой группы, наряду с текущими измерениями используют оценки в предшествующий момент времени, но обрабатывают их методами статического ОС без явного использования динамических моделей [19, 250 и др.]. Основная идея этих методов состоит в том, что оценки измеренных переменных, полученные в предшествующие моменты времени, рассматриваются как прогнозы этих величин и используются в качестве стартовой точки для получения оценок в текущий момент времени. Процесс прогнозирования описывается уравнениями динамики (3.49)–(3.52), в которых полагают $F_t = 1$ и $Q_t = 0$, т.е.

$$\tilde{x}_t = \hat{x}_{t-1} \quad \text{и} \quad \tilde{P}_t = P_{t-1}.$$

Решение, как правило, находится за одну итерацию путем минимизации обычной целевой функции (3.31) и использования $\tilde{x}_t$ в качестве исходного приближения

$$\hat{x}_t = \hat{x}_{t-1} + \left[H_t^T R_y^{-1} H_t\right]^{-1} H_t^T R_y^{-1} \left[\bar{y}_t - y\left(\hat{x}_{t-1}\right)\right]. \qquad (3.53)$$

В [19] для слежения за режимом предложено использовать метод сканирования, а также сочетание методов статического и динамического оценивания.

1. В [114] проведено сопоставление методов первой и второй групп. Динамические алгоритмы обладают большей устойчивостью, остаются работоспособными при пропаже части измерений, но более инерционны и требуют перезапуска или перенастройки при резких изменениях режима или топологии схемы. Алгоритмы слежения менее чувствительны к этим факторам, но требуют большей избыточности измерений и менее устойчивы к помехам.

2. В настоящее время при проведении циклических расчетов все более широкое распространение приобретают методы третьей группы – так называемые Forecasting-added State Estimation (FASE)-методы, в которых оценивание состояния в каждый момент времени t выполняется традиционными алгоритмами статического ОС, но к ним добавляется процедура прогнозирования параметров ЭЭС на этот момент. Разности между поступившими в момент времени t измерениями и их прогнозами используются для априорного обнаружения ошибочных ТИ различными методами [228, 241, 250–252]. FASE-методы сохраняют все преимущества богатого арсенала методов статического оценивания состояния и в то же время позволяют преодолеть основные недостатки, присущие статистическим методам ОС: за счет использования прогнозов в качестве псевдоизмерений повышаются избыточность измерений, устойчивость алгоритмов к помехам, сбоям и исчезновению данных, увеличивается эффективность методов обнаружения ошибочных ТИ. С точки зрения практического применения наиболее перспективными считаются методы второй и третьей группы.

Многие динамические алгоритмы ОС включают в себя процедуры идентификации параметров схемы замещения и используемых моделей.

В процессе функционирования алгоритма сканирования выполняется адаптация ковариационной матрицы шума динамики Q_t и погрешностей измерений R_y [245]. В комплексе динамического ОС на базе алгоритма Допазо также реализованы процедуры идентификации параметров распределений шумов и смещений измерений, вычисления некоторых статистических характеристик и регрессионных соотношений, необходимых для анализа плохих данных и уточнения моделей прогнозов [228, 247].

При работе алгоритма ОС по КУ в циклическом режиме выполняется идентификация дисперсий погрешностей и систематических ошибок измерений, а также коэффициентов трансформации [230, 231].

Методы обнаружения плохих данных при ОС ЭЭС. Вскоре после появления первых работ по ОС, как только были получены результаты расчетов достаточно сложных схем [220], возникла проблема появления грубых ошибок в измерениях или плохих данных, появление которых приводило к существенному искажению результатов ОС, поэтому в работе [163] задача обнаружения плохих данных (ОПД) уже была сформулирована как отдельная серьезная проблема при ОС ЭЭС, и были предложены методы ее решения, построенные на анализе остатков оценивания и использовании неквадратичных критериев.

Дальнейшее развитие методы обнаружения плохих данных получили в работах [19, 114 и др.], а также в вышедшей в 2000 г. монографии [28], полностью посвященной проблеме обнаружения грубых ошибок в телеизмерениях.

Разработанные в настоящее время методы обнаружения и подавления плохих данных можно разделить на три группы. В основу такой классификации положено место алгоритмов обнаружения плохих данных относительно задачи оценивания состояния.

К первой группе относятся методы априорного анализа качества измерений, выявляющие грубые ошибки до решения задачи ОС. Вторую группу образуют методы, использующие робастные критерии и позволяющие в процессе решения задачи ОС одновременно с получением оценок выявить плохие данные и подавить их влияние на результаты. К третьей группе относятся методы апостериорного анализа, выявляющие плохие данные по результатам оценивания. Эти методы базируются на анализе различных остатков оценивания и, как правило, требуют возврата к задаче оценивания состояния после корректировки выявленных ошибочных измерений или их исключения.

К априорным методам ОПД относится разработанный в нашем институте метод контрольных уравнений, идея которого впервые предложена в [19] и развита в [252, 253].

Априорные методы ОПД являются бесспорным лидером при решении задачи ОС в темпе ведения технологического процесса (в реальном времени), так как позволяют обнаружить плохие данные перед выполнением процедуры ОС, при этом одновременно выявляются все идентифицируемые ошибочные измерения без усложнения и повторения процедуры ОС.

Основная идея метода КУ для ОПД состоит в получении и использовании таких УУР, в которые входят только измеренные переменные y. Подстановка значений измерений в эти уравнения приводит к появлению невязки, по величине которой можно контролировать правильность входящих в них измерений, поэтому такие уравнения были названы контрольными.

В первых работах [252, 253] для формирования КУ использовались простые топологические правила, построенные на анализе состава измерений и его соответствии схеме (топологии) сети, поэтому метод достоверизации измерений по таким уравнениям был назван *методом топологического анализа*.

Впервые топологический метод получения КУ был реализован в программе для автоматизированной обработки контрольных замеров «Замер» [114, 253]. Для получения КУ в качестве УУР использовали уравнения балансов активных и реактивных мощностей в ветвях и узлах схемы и уравнения падения напряжений в ветвях. Полученные КУ представляли собой либо те же уравнения балансов в отдельных узлах и ветвях, либо более сложные уравнения балансов по цепочкам узлов и ветвей. При высокой избыточности измерений этот метод показал высокую эффективность даже при таком «упрощенном» подходе к процедуре получения КУ. Задача ОС в программе «Замер» решалась через вектор состояния x методом Ньютона–Рафсона, поэтому неполнота системы КУ не отражалась на результатах ОС.

Переход к процедурам ОС на основе КУ, а также снижение избыточности измерений при проведении расчетов по реальным ТИ потребовали более строгого подхода к процедуре формирования КУ, поэтому были разработаны алгебраические методы формирования КУ, построенные на исключении неизмеренных переменных y из системы УУР (3.28) или вектора состояния x из системы уравнений (3.31).

Большие невязки контрольных уравнений

$$\left| w_{ki}(\bar{y}_i) \right| > d_i \quad , \tag{3.54}$$

где d_i – порог, определяемый статистическими свойствами нормальных ошибок измерений, свидетельствуют о наличии грубых ошибок среди компонент вектора измерений $\bar{y}_i$, входящих в i-е КУ.

В [254] задача обнаружения плохих данных с помощью КУ была сформулирована как задача проверки статистических гипотез.

Для определения ошибочных измерений по невязкам КУ разработаны алгоритмы логического анализа, основанные на предположении малой вероятности взаимной ком-

пенсации грубых ошибок в составе одного КУ, поэтому измерения, входящие в КУ с малой невязкой, считаются достоверными. Для проверки оставшихся измерений выделяется линейная комбинация КУ с большими невязками, такая, что после исключения из нее непроверенных переменных полученные новые КУ имеют малые невязки. В этом случае все входящие в новые КУ измерения объявляются достоверными, а исключаемые переменные – ошибочными. В противном случае, т.е. если для новых КУ невязки остаются большими, все входящие в них непроверенные измерения объединяются в группы сомнительных данных.

В результате применения указанных логических правил, все измерения делятся на четыре группы:

1) достоверные;

2) ошибочные, измеренные значения, которых могут быть заменены на вычисленные;

3) сомнительные – измерения, вошедшие только в КУ с большими невязками, но такие, что вычислить их оценки по данным достоверных измерений не удается (например, их число больше числа КУ, в которые они входят);

4) непроверенные – это измерения, не вошедшие в КУ, ошибки в них обнаружить нельзя.

Опыт реализации алгоритмов в ПВК «Оценка» показал достаточно высокую эффективность предложенных подходов. Вместе с тем здесь есть и свои проблемы.

При расчете схем большой размерности применение приведенного выше алгоритма достоверизации, построенного на логических правилах, приводит к необходимости перебора большого числа комбинаций правильных и ошибочных ТИ. Логика такой программы становится достаточно сложной, возникают неоднозначные ситуации, когда одно и то же измерение входит в КУ с большой и малой невязкой. Отсюда появилась идея *использования генетических алгоритмов для идентификации плохих данных* в методе КУ [255].

Применение ГА позволяет полностью заменить процедуру использования логических правил формальной процедурой поиска оптимального решения среди решений, содержащих различные варианты достоверных и ошибочных ТИ.

Сущность ГА состоит в представлении решения строкой бит (1 и 0), длина которой равна количеству обрабатываемых измерений. Нули соответствуют ошибочным измерениям, единицы – правильным. Первоначально набор решений или исходная популяция генерируется случайным образом, а затем преобразуются с помощью трех базовых операций – отбора, скрещивания и мутации до тех пор, пока не будет получено оптимальное решение, соответствующее максимальному значению функции полезности.

Для оценки эффективности работы ГА проведены сопоставительные расчеты по обнаружению грубых ошибок в ТИ с помощью алгоритма логических правил и ГА для различных тестовых схем. Набор правильных и ошибочных ТИ моделировался в имитационном эксперименте, т.е. был известен заранее.

На рис. 3.30 приведены результаты расчетов двумя алгоритмами для схемы «Московское кольцо», являющейся фрагментом расчетной схемы ЭЭС России.

Аналогичные результаты были получены и для других тестовых схем. Результаты расчетов показали, что пропуск грубых ошибок в задачу ОС при использовании ГА происходит на 20–50 % реже, чем у «логических правил». Количество ложной идентификации верных измерений ниже на 40–60 %, сокращается также и количество измерений, входящих в группы сомнительных данных. Растет количество срезов ТИ, в которых все ошибки найдены верно.

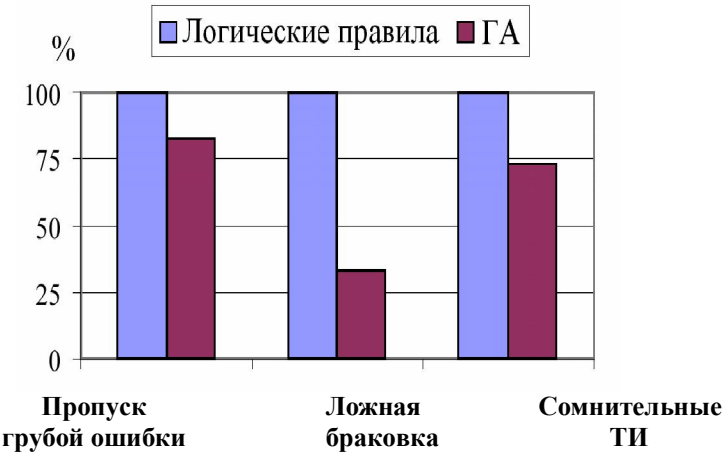


Рис. 3.30. Результаты идентификации ТИ для схемы «Московское кольцо».

Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности применения ГА для идентификации ошибочных ТИ.

Применение ГА позволяет уменьшить количество неправильных решений при достоверизации ТИ и сократить число групп сомнительных данных, возникающих из-за неоднозначности решений, вместе с тем не решает полностью все проблемы. Независимо от метода достоверизации ТИ при решении задачи ОС при низкой избыточности измерений, характерной для ЭЭС России, существует проблема *критических* измерений и *критических групп,* определение которых дано в [29].

Для достоверизации критических измерений и измерений, входящих в критические группы, предлагается использовать динамические подходы и искусственные нейронные сети [28].

Применение динамических подходов. Разности между поступившими в момент времени t измерениями и их прогнозами или оценками в предшествующий момент

$$\nu_t = \bar{y}_t - y(\hat{x}_{t-1}) \tag{3.55}$$

можно использовать для проверки «сомнительных» измерений в методе КУ. Если предположить, что в k-е контрольное уравнение с большой невязкой в момент времени t входит только одно измерение $\bar{y}_{i,t}$, содержащее грубую ошибку, то с большой вероятностью величина $\nu_{i,t}$, для этого измерения будет совпадать с невязкой, поэтому, вычисляя величины

$$\Delta_{k,i} = \left| w_{k,t} - a_{i,k}\,\nu_{i,t} \right| \tag{3.56}$$

для попавших под «подозрение» измерений, и сравнивая их с некоторым пороговым значением $d_{k,i}$, можно идентифицировать ошибочные измерения.

Следует отметить, что поскольку причиной возникновения большой величины невязки $\nu_{i,t}$ в i-м измерении может быть не только появление грубой ошибки, но и резкое изменение состояния ЭЭС, то важной проблемой при достоверизации ТИ на основе анализа «инноваций» является распознавание этих двух ситуаций, которые были названы в [256] «необычными». Предложенные для распознавания необычных ситуаций алгоритмы, как правило, достаточно трудоемки, что вызывает затруднения при их реализации в реальном времени. Необходимости различать необычные ситуации лишены динамические алгоритмы достоверизации ТИ, базирующиеся на анализе невязок

КУ. Поскольку математическое ожидание невязки КУ равно нулю в любой момент времени независимо от режима ЭЭС, то большая невязка всегда свидетельствует о появлении грубых ошибок. При этом не требуется анализировать величину невязки $v_{i,t}$ для каждого измерения, а только для измерений, входящих в КУ с большими невязками.

Достоверизация критических телеизмерений с помощью ИНС с учетом корреляционной связи между графиками перетоков. Для поиска ошибочных ТИ среди критических измерений, не вошедших в КУ, можно использовать корреляционные зависимости между этими ТИ и ТИ, прошедшими достоверизацию по КУ. В [257] для решения аналогичной задачи предлагалось использовать регрессионные уравнения. При этом коэффициенты регрессии определялись в результате анализа ретроспективных данных, а при функционировании комплекса ОС в реальном времени возникала проблема их контроля и коррекции.

Метод проверки критических измерений, использующий корреляционный анализ между измеряемыми параметрами с учетом меняющихся статистических зависимостей в режиме реального времени, может быть реализован с помощью ИНС [233].

Задача проверки критических измерений по достоверным с помощью ИНС решается в два этапа: сначала измерения классифицируются в зависимости от значимости коэффициентов корреляции между ними. Классификация измерений осуществляется с помощью самоорганизующихся карт Кохонена. В процессе классификации измерения, имеющие сильные корреляционные связи, объединяются в один класс.

Затем строятся корреляционные таблицы для классов, в которых присутствуют критические измерения. В результате анализа коэффициентов корреляции выбирается одно из достоверных измерений, по значениям которого формируется задачник для обучения многослойного персептрона (МП). В процессе обучения МП строит зависимость между критическим и достоверным измерениями. Если поступившее значение критического ТИ существенно отличается от прогноза, то такое ТИ объявляется ошибочным и заменяется на прогноз. Методика классификации ТИ с помощью карт Кохонена и обучения МП для прогнозирования критических измерений подробно описана в [233].

Достоверизация ТИ в критических группах с помощью ИНС (метод узкого горла). В основу идеи нейросетевой достоверизации критических измерений, предложенной в [233], положена способность обученной ИНС восстанавливать идеальный образ по его искаженной копии. Для этой цели используется трехслойный персептрон, имеющий во входном и выходном слоях равное количество нейронов, определяемое количеством измерений, подаваемых на вход. В скрытом слое ИНС содержит существенно меньше нейронов. Такая структура МП позволяет восстанавливать зашумленные данные.

Для обучения ИНС формируется выборка, где входными данными являются значения измерений, а выходными – копии этих измерений. В процессе обучения синаптические веса настраиваются таким образом, чтобы получить на выходе значения, равные входным. Обучение ИНС выполняется в режиме off-line. Если поступившее значение критического ТИ существенно отличается от соответствующего ему выходного значения ИНС, то такое ТИ объявляется ошибочным и заменяется на значение, предлагаемое ИНС.

Ответы обученной ИНС анализируются с использованием следующих критериев:

$$\left| y_{i\text{ÈÍÑ}} - \bar{y}_i \right| < d_i , \qquad (3.57)$$

где $y_{i\text{ÈÍÑ}}$ – ответ ИНС для i-го ТИ; $\bar{y}_i$ – значение ТИ; d_i – порог, определяемый дисперсией ТИ и точностью ответа обученной ИНС. Невыполнение условия (3.57) свидетельствует о присутствии грубой ошибки в измерении y_i.

Использование методов искусственного интеллекта в сочетании с методом достоверизации ТИ по КУ и динамическими подходами позволяет повысить эффективность этого метода и надежность получаемого при ОС решения.

Отрадно отметить, что идеи метода контрольных уравнений нашли широкое применение для априорной достоверизации ТИ во многих отечественных ПВК, предназначенных для решения задачи ОС [258, 259], а также получили развитие в работах ученых нашей страны [260–262].

Методы прогнозирования нагрузок. Для эффективного решения большинства задач оперативного и автоматического управления режимами электроэнергетических систем (ЭЭС) необходима своевременная и достоверная текущая и прогнозируемая на различные интервалы времени информация об электрических нагрузках для разных уровней ЭЭС (потребители, электростанции, энергосистема).

Применяемые с 70-х годов прошлого столетия в практике расчетов СЭИ СО РАН основные подходы к построению моделей прогноза нагрузок [19, 114, 263–266] можно условно разделить на две группы [267].

1. Проводится (тем или иным способом) выделение так называемой регулярной составляющей в изменениях нагрузки и прогнозированию (уточнению) подлежит только остаточная часть процесса. Такой типовой («стандартный», «эталонный», «базовый») график нагрузки, отражающий средний процесс изменения нагрузки на продолжительный период времени, обычно определяется для суточного диапазона. Затем вычисляются и адаптивно прогнозируются текущие отклонения фактических значений нагрузок от среднего графика.

2. Выбирается система базисных (координатных) функций, наиболее адекватная данному случайному процессу изменения нагрузки. В дальнейшем для прогнозирования выбирается та или иная стохастическая модель (экспоненциальное сглаживание, фильтр Калмана, модели авторегрессии и проинтегрированного скользящего среднего, ортогональные разложения и др.) с адаптивным обновлением параметров модели.

Многочисленные экспериментальные расчеты свидетельствуют о том (табл. 3.3), что, не существует единственного метода прогнозирования электрических нагрузок, эффективного во всех ситуациях. Выбор наилучшего метода для конкретного уровня иерархии и временного интервала может быть сделан только на основе предварительного анализа системы и с учетом преимуществ и недостатков различных методов прогнозирования.

В конце 1990-х годов в нашем институте для решения задачи прогнозирования электрической нагрузки предложено использовать искусственные нейронные сети (ИНС) [268]. Для этого выбраны ИНС двух типов – сети Кохонена и многослойный персептрон. Сети Кохонена используются для кластеризации ретроспективных данных. Процесс прогнозирования нагрузки в каждом кластере осуществляется многослойным персептроном.

Для нейросетевого прогнозирования выбирается конфигурация нейронной сети и формируется окружение, в котором будет работать данная нейронная сеть. Под формированием окружения понимается реализация следующих этапов: создание обучающего задачника; обучение нейронной сети; тестирование ИНС.

Таблица 3.3. **Методы прогнозирования нагрузок энергосистем**

Метод	Достоинства	Недостатки	Целесообразная область применения
Разложение Фурье	Простота, экономичность, возможность модификации с приведением к адаптивным моделям, возможность применения регуляризации для повышения достоверности	Недостаточная устойчивость при обработке нестационарных процессов, необходимость фиксации частоты и определенные трудности при переходе к новым гармоническим составляющим	Прогнозирование одномерных нагрузок с упреждением на сутки и более длительные временные уровни
Модели авторегрессии	Экономичность, рекурсивность и вычислительная эффективность. Модели достаточно эффективны при обработке нестационарных процессов определённого класса (с монотонным трендом)	Сложность получения коэффициентов при достаточно высоком порядке модели, численная неустойчивость при получении коэффициентов модели	Аналогично моделям Фурье, но с разными моделями для каждого часа суток
Экспоненциальное сглаживание	Простота, экономичность и вычислительная эффективность	Необходимость подбора коэффициентов забывания	Аналогично моделям 1 и 2 видов и прогнозирование нагрузки отдельных узлов
Фильтр Калмана	Экономичность, вычислительная эффективность, адаптивность, возможность сочетания с разложением Фурье	Сложность построения моделей (определение порядка матриц перехода и уровня шумов)	Прогнозирование параметров режима на внутрисуточные интервалы
Разложение Карунена–Лоэва	Минимальная ошибка описания исходного процесса, эффективное уплотнение данных, возможность выделения физически интерпретируемых факторов	Неустойчивость в ряде случаев разложения, плохая приспособленность к анализу нестационарных процессов	Для выделения физически значимых факторов и подбора вида моделей при использовании методов Фурье, фильтра Калмана и т.д.

Обучающая выборка представляет собой набор примеров, состоящих из ряда входных признаков. Для прогнозирования нагрузки в качестве входных параметров используются значения электрических нагрузок предыдущих дней, а заранее известным результатом являются нагрузки прогнозируемого периода.

Информация, поступающая в обученную ИНС, обрабатывается в следующем порядке:

- в блоке предобработки выполняется нормировка входных данных;
- нормализованные данные поступают на первый слой нейронов, задачей которого является распределение входных данных между нейронами второго слоя;
- нейроны второго слоя суммируют информацию, полученную от нейронов первого слоя, преобразуют ее и передают нейронам третьего слоя;

• нейроны третьего слоя выполняют аналогичные действия, с той разницей, что выходные сигналы поступают в интерпретатор ответов;

• в интерпретаторе ответов эти сигналы преобразуются в именованные единицы.

В табл. 3.4 показаны результаты прогнозирования нагрузки с упреждением в 3 ч на 3 дня вперед [269]. Для составления задачника использованы данные бытовой нагрузки, измеренные через каждые 30 мин в течение 2 мес в одной из российских энергосистем. Измерения первых 55 дней использовались для создания обучающего задачника. Из измерений следующих 5 дней сформирована тестовая выборка.

Результаты прогнозирования нагрузки с упреждением в 3 ч вперед с помощью ИНС, показаны в табл. 3.4.

Таблица 3.4. **Результаты прогнозирования нагрузки с помощью ИНС на 3 дня вперед**

Реальные ТИ	Ответ ИНС	Ошибка прогноза	
МВт		МВт	%
333,0	336,71	-3,714	-1,11
328,0	320,24	7,759	2,36
324,0	319,44	4,556	1,40
319,0	319,12	-,1213	-,0380
312,0	313,99	-1,992	-,638
312,0	299,66	12,334	3,95
Средняя ошибка			2,28

Прогнозирование суточного графика нагрузки комбинированной ИНС. Для получения более точного графика нагрузки в прогнозируемый период используются результаты трех независимых нейронных сетей [270]: первая прогнозирует значение нагрузки в каждом интервале рассматриваемого периода, вторая предсказывает максимальные и минимальные значения нагрузок в прогнозируемом периоде, третья предсказывает будущий тренд. Кроме прогнозируемых значений каждая ИНС предоставляет информацию о точности прогнозирования нагрузки в предшествующий день.

Ответы, полученные от трех ИНС, обрабатываются в специальном блоке. Задачами этого блока являются анализ точности прогнозирования ИНС в предыдущий день и корректировка ответов одной ИНС по результатам другой. Наибольшее доверие оказывается нейронной сети, ответы которой точнее совпадают с реальными данными, т.е. имеет меньшую ошибку прогнозирования в предыдущий день.

Алгоритм прогнозирования нагрузки с помощью обученной ИНС. Обученные нейронные сети сохраняются и используются в требуемый момент времени.

1. С помощью карт Кохонена определяется, к какому классу данных относится текущий график нагрузки.
2. Формируются входные параметры из значений текущего суточного графика нагрузки для трех ИНС.
3. Инициализируются три ИНС, обученные на данных, соответствующих суточному графику нагрузки.
4. Анализируются результаты трех ИНС.
5. При удовлетворительной ошибке прогнозирования переход на п.7.
6. Рекомендуется переобучить нейронные сети.
7. Выполняется корректировка ответов одной из ИНС по результатам другой.
8. Выдается график нагрузки в прогнозируемый период.

Погрешность прогнозирования ИНС вычисляется по формуле

$$\Delta_{îø} = \frac{Ð_{èñò} - Ð_{ðàñ÷}}{Ð_{èñò}} * 100\ \%,$$

где $P_{ист}$ – реальное значение нагрузки; $P_{расч}$ – ответ ИНС.

При сравнении результатов прогнозирования электрической нагрузки разными методами показано, что использование ИНС для прогнозирования электрической нагрузки повышает уверенность в прогнозах, так как ИНС способна учесть большее количество факторов, влияющих на нагрузку, чем традиционные методы прогнозирования.

3.5.2. Современные направления исследований в области ОС ЭЭС

Развитие методики ОС на основе новых источников данных (данные PMU). В начале 1990-х годов в России, в связи с переходом вычислительных средств всех уровней диспетчерских пунктов на новую платформу, отечественные оперативно- информационные комплексы, обеспечивающие сбор, передачу, первичную обработку и хранение телеинформации в АСДУ, начали работать параллельно с зарубежными SCADA[3]-системами. Абсолютная синхронизация данных в SCADA-системах невозможна из-за того, что проводится последовательное сканирование измерений. Состояние ЭЭС, полученное таким образом, является аппроксимацией установившегося режима.

Развитие систем спутниковой связи GPS[4], ГЛОНАСС[5] и других дало развитие новому поколению измерительного оборудования – PMU[6] [236]. Объединенные в измерительную систему WAMS[7] датчики PMU дают реальную динамическую картину состояния энергосистемы: WAMS-технология состоит в организации с помощью PMU вычисления взаимных углов векторов напряжения и тока в однозначно определенные моменты времени благодаря синхронизации с точностью до 1 мкс выполняемых ими измерений. В результате получается объективная картина по энергосистеме в целом (например, можно выявить скрытые резервы мощности), позволяющая уточнить модели переходных процессов, что ведет к правильному выбору управляющих воздействий диспетчера.

Самым важным из приложений WAMS-платформы является запуск системы мониторинга, которая открывает возможности для новых функций управления ЭЭС, в частности это относится к тем областям, которые функционируют под разными SCADA\EMS-системами внутри взаимодействующих ЭЭС.

С созданием в нашей стране СМПР[8] (аналог зарубежных WAMS) в 2005 г. у системного оператора появился эффективный инструмент анализа динамических свойств ЕЭС/ОЭС[9] и перспектива развития новых средств автоматического управления и контроля за режимами энергосистем. В настоящее время на 25 объектах ЕЭС/ОЭС установлены 26 регистраторов преимущественно отечественного производства. Как правило, важнее всего отслеживать поведение межсистемных перетоков, выработку объемов генерации, выявление резервов мощности. С помощью синхронизированных данных, полученных от регистраторов, решаются важнейшие задачи управления [271].

---

[3] Supervisory Control And Data Acquisition – система сбора и управления данными
[4] Global Positioning System, США – глобальная навигационная система
[5] Глобальная навигационная система, Россия
[6] Phasor Measurement Unit – устройство векторных измерений
[7] Wide Area Measurement System – широкоохватная измерительная система
[8] Система мониторинга переходных режимов
[9] Единая энергосистема/Объединенная энергосистема

GPS-синхронизированное оборудование имеет способность измерять модуль напряжения с точностью 0,1 % и фазовый угол с точностью 0,2 град. Использование измерений, поступающих от PMU, в сочетании с ТИ, пришедшими от SCADA, более полно отражает режим рабочей схемы ЭЭС и позволяет существенно улучшить свойства решения задачи ОС. По сравнению со стандартным набором ТИ, получаемым от системы SCADA, PMU, установленное в узле, может обеспечить измерение фазы напряжения в этом узле и фаз токов в некоторых или во всех инцидентных этому узлу ветвях в зависимости от пропускной способности каналов связи.

Использование данных PMU при ОС ЭЭС позволяет: 1) повысить точность измерительной информации; 2) обеспечить наблюдаемость более полной расчетной схемы; 3) повысить эффективность методов обнаружения грубых ошибок в измерительной информации и точность получаемых оценок.

Эффективность метода КУ для ОС ЭЭС также может быть существенно повышена при использовании измерений, поступающих от PMU. В работах ИСЭМ [237, 272, 273] предложено развитие методики ОС ЭЭС при использовании PMU. Показано, что максимальный эффект от применения PMU при оценивании состояния ЭЭС может быть достигнут при совместном использовании данных от PMU и традиционных ТИ системы SCADA.

В [237] исследована возможность использования измерений от PMU при ОС методом КУ. Предложено развитие метода КУ для ОС ЭЭС на основе совместного использования данных SCADA и PMU. Приведены новые алгоритмы формирования КУ, достоверизации измерений и расчета оценок на основе КУ. Показано, что включение измерений от PMU в задачу ОС не вызывает существенных трудностей при модификации алгоритмов ОС на основе КУ.

В [274, 275] предложены методы и алгоритмы расстановки PMU при решении задачи ОС, в частности позволяющий повысить эффективность ОПД за счет ликвидации критических измерений и критических групп, а также повысить точность результатов ОС.

В качестве показателей качества решения использовалось значение целевой функции оценивания состояния в точке решения $\hat{x}$, а также число обусловленности базисной матрицы Якоби $H_{\hat{a}}$. Включение измерений модулей и фаз узловых напряжений в состав базисных измерений позволяет существенно улучшить оба критерия.

Для реализации предложенных подходов разработаны алгоритмы расстановки PMU на основе методов имитационного отжига и генетического алгоритма [275]. Они позволяют комбинировать различные критерии расстановки PMU и получить оптимальное решение, используя минимальное количество PMU дополнительно к измерениям SCADA.

Декомпозиция задачи ОС и ее реализация на основе мультиагентного подхода. В современных условиях функционирования и управления ЭЭС требуется создание расчетной модели для схем большой размерности (порядка нескольких тысяч узлов) на базе методов ОС ЭЭС.

При ОС схем такой размерности возникают проблемы, связанные с неоднородностью и большим объемом обрабатываемой информации. Это приводит к плохой обусловленности матрицы Якоби и, как следствие, к медленной сходимости вычислительного процесса и существенному искажению результатов ОС из-за появления даже единичных плохих данных. Традиционно задача ОС решается в центре управления ЭЭС, что приводит к необходимости обрабатывать в одном месте большие объемы информации и создает высокую нагрузку на вычислительные ресурсы.

Распределенная обработка данных при декомпозиции задачи оценивания состояния является эффективным методом решения этих проблем.

В работах ИСЭМ предложены подходы к решению задачи ОС, использующие ее структурную декомпозицию, т.е. разбивку расчетной схемы на подсистемы. В [276] рассмотрены два алгоритма ОС при разбивке расчетной схемы на подсистемы, границами которых могут быть узлы или связи. ОС по подсистемам выполняется итеративно. В [30, 277] предложен алгоритм ОС методом КУ при расчете по подсистемам и проиллюстрирована его эффективность при расчете тестовой схемы «Московское кольцо» [28]. Задача ОС решается итеративно, пока не будут выполнены граничные условия – равенство модулей и фаз напряжений граничных узлов. Было показано, что данная методика не требует модификации алгоритмов ОС и может быть реализована на имеющемся программном обеспечении [231].

Дальнейшее развитие методов декомпозиции при решении задачи ОС методом КУ предложено в работах [278, 279].

В [278] представлен двухуровневый алгоритм разбивки расчетной схемы на подсистемы. На первом этапе схема делится на достаточно крупные подсистемы с минимальным количеством межсистемных связей и граничных узлов. Такая декомпозиция может быть выполнена на основе административного деления, например полной схемы ЕЭС России на работающие параллельно ОЭС крупных регионов страны, или искусственно, когда полная схема делится на отдельные фрагменты с помощью специальных алгоритмов. В граничных узлах подсистем устанавливаются устройства для измерения комплексных электрических величин (PMU). Измерения PMU, выполненные с высокой точностью, позволяют фиксировать значения модулей и фаз узловых напряжений в граничных узлах.

На втором этапе декомпозиции расчетная схема каждой подсистемы, в свою очередь, делится на подсистемы (фрагменты), соответствующие уровням узловых напряжений. Расчет начинается с подсистемы самого высокого уровня напряжения (750-500 кВ). Как правило, эта часть схемы хорошо обеспечена телеизмерениями высокой точности и содержит базисный узел. Затем последовательно рассчитываются остальные фрагменты схемы, ранжированные по уровням напряжений (220 кВ, 110 кВ и т.д.), всякий раз в качестве базисного узла выбирается узел, граничный с подсистемой более высокого уровня напряжений.

После окончания расчета фрагментов нижнего уровня всех подсистем решается координационная задача, которая в данном случае состоит в расчете узловых инъекций в граничных узлах по оценкам перетоков мощности, полученных по подсистемам.

Предложенный двухуровневый алгоритм структурной декомпозиции задачи ОС позволяет выполнять параллельную обработку данных для локальных подсистем существенно меньшей размерности; понизить негативное влияние неоднородности расчетной схемы и телеметрической информации при расчете подсистем одного класса напряжения; существенно упростить решение координационной задачи, которая в данном случае не требует итерационных расчетов по подсистемам; сократить время решения задачи ОС для полной схемы.

Помимо структурной декомпозиции в [279] предложено использовать *функциональную декомпозицию* задачи ОС, которая выполняется в соответствии с задачами, решаемыми в комплексе ОС. Основными из них являются: анализ плохих данных и расчет оценок и установившегося режима (УР) по полученным оценкам.

Анализ плохих данных, расчет оценок и УР проводятся методом КУ для каждой подсистемы определенного класса напряжения. ОС выполняется по двум критериям: методом взвешенных наименьших квадратов (МВНК) и на основе робастного критерия (РК), позволяющего одновременно с получением оценок подавлять плохие данные. Передача управления той или иной программе ОС осуществляется в зависимости от результатов работы программы обнаружения плохих данных, при этом программа расчета

оценок выполняется по методу наименьших квадратов, в случае же невозможности определения ошибочных телеизмерений и соответственно невозможности идентификации плохих данных работает программа расчета оценок по робастному критерию. Оценивание состояния производится с верхнего уровня структурной декомпозиции.

Одним из возможных подходов к реализации декомпозиционного алгоритма ОС ЭЭС является применение мультиагентных (МА) технологий [280, 281]. Применение мультиагентных технологий при решении задачи оценивания состояния ЭЭС дает возможность: выполнять функциональную декомпозицию ОС в соответствии с решаемыми задачами; координировать взаимодействие между задачами, решаемыми на разных уровнях; организовать гибкий выбор метода решения той или иной задачи ОС для каждой подсистемы; интегрировать методы искусственного интеллекта и численные методы решения, ускорить процесс обработки телеизмерений и соответственно уменьшить время оценивания состояния полной схемы.

Для расстановки PMU в граничных узлах разработан метод, использующий наряду с реальными так называемые «расчетные» PMU [282]. Предложенный подход, реализованный также на основе метода имитации отжига, позволяет обеспечить безытерационное решение координационной задачи, используя количество PMU, существенно меньшее количества граничных узлов.

Имитационные расчеты, а также расчеты реальных схем показывают эффективность применения предложенных подходов при ОС ЭЭС.

3.5.3. Идентификация трубопроводных систем

Современные трубопроводные системы (ТПС) тепло-, водо-, нефте-, газоснабжения и др. представляют собой уникальные по своим масштабам и сложности инженерно-технические сооружения, являющиеся неотъемлемыми подсистемами энергетики, промышленности, коммунально-бытовой сферы и других отраслей народного хозяйства. Эффективность решения задач развития, реконструкции и управления функционированием ТПС при постоянном повышении требований к их надежности и экономичности напрямую связана с уровнем применения методов математического моделирования и вычислительной техники. Вместе с тем этот уровень не может быть обеспечен в отрыве от проблем достоверности информации о фактических характеристиках и параметрах ТПС, адекватности применяемых моделей реальному состоянию ТПС, что и составляет содержание задач идентификации.

Вопросам идентификации ТПС различного типа и назначения посвящено достаточно много работ (краткий обзор приведен в подразд. 3.4), что свидетельствует об их актуальности, сложности и многоаспектности. Тем не менее предлагаемые подходы можно разделить на две основные группы – локальные и сетевые.

Ниже дана краткая характеристика основных результатов развития сетевого подхода к проблеме идентификации ТПС, впервые сформулированного в работах СЭИ АН СССР в рамках теории гидравлических цепей [52, 54 и др.] (см. подразд. 3.2). Основные цели этого развития состояли в обеспечении рационального сочетания формальной строгости и вычислительной эффективности соответствующих методов, повышения степени универсальности и комплексности самого подхода.

Для достижения указанных целей предпринята попытка решения следующих задач [59, 65, 283 и др.]: 1) разработка методического аппарата гибкого статистического оценивания параметров гидравлических цепей (ГЦ), инвариантного к составу и свойствам исходной информации, привлекаемому математическому описанию ТПС, соотношению искомых и задаваемых в этих моделях величин; 2) разработка общих принципов формирования моделей для оценивания, а также самих моделей для наиболее важных

случаев математического описания ТПС как ГЦ с сосредоточенными, переменными и распределенными параметрами; 3) исследование содержательных задач сетевой идентификации ТПС, решаемых с различными целями, и разработка методов их решения на базе аппарата статистического оценивания; 4) структуризация проблемы идентифицируемости ТПС и разработка основных подходов, методов и алгоритмов для ее анализа и обеспечения (см. подразд. 3.4).

Задача и методика гибкого статистического оценивания параметров гидравлических цепей. Введем следующую обобщенную (базовую) математическую постановку задачи статистического оценивания параметров ГЦ на максимум *функции правдоподобия* $L(Z_1, \varphi_{Z1})$, где φ_{Z1} – параметры распределения ошибок измерений вектора Z_1, при ограничениях равенствах в виде уравнений потокораспределения $\bar{U}(Z) = \bar{U}(Z_1, Z_2) = 0$ и уравнений $Z_1 = I_{Z1} Z$, связывающих параметры ГЦ и вектор измерений Z_1 через матрицу соответствия I_{Z1}.

Данная постановка инвариантна относительно типа модели ГЦ; состава измерений или наблюдений ее параметров Z, в число которых включены как параметры режимов R (переменные модели) и элементов α (коэффициенты модели); числа режимов функционирования ГЦ (N), в которых проводятся измерения; потенциально, функции распределения ошибок, хотя все последующие результаты в основном иллюстрируются применительно к традиционному предположению о нормальности этого распределения, при котором требование максимизации L эквивалентно задаче на минимум *функции потерь*

$$\Phi(Z_1) = \tfrac{1}{2}(\tilde{Z}_1 - Z_1)^T C_{Z1}^{-1}(\tilde{Z}_1 - Z_1) = \tfrac{1}{2} e^T(Z_1) C_{Z1}^{-1} e(Z_1), \qquad (3.58)$$

где C_{Z1} – ковариационная матрица ошибок измерений $\xi_{Z1} = \tilde{Z}_1 - \breve{Z}_1$ полагается заданной, $\tilde{Z}_1, \breve{Z}_1$ – векторы измененных и истинных значений Z_1.

Рассматриваемая задача имеет достаточно большую размерность, которая растет пропорционально числу привлекаемых режимов, поскольку $Z = \{R^{(1)}, R^{(2)}, \cdots, R^{(N)}, \alpha\}$. Для ее решения предлагается использовать подход, названный методикой приведенной линеаризации (МПЛ) [283], позволяющий за счет учета специфики моделей ГЦ свести решение исходной задачи на условный экстремум к последовательности локальных задач безусловной оптимизации в пространстве вектора независимых параметров X меньшей размерности, чем исходное пространство Z:

$$\tilde{L}(\Delta X_k) = L_k + g_k^T \bar{J}_k \Delta X_k + \tfrac{1}{2} \Delta X_k^T \bar{J}_k^T H_k \bar{J}_k \Delta X_k. \qquad (3.59)$$

Кроме того, эффективность итерационной вычислительной процедуры $X_{k+1} = X_k + \lambda_k \Delta X_k$, где направления шага находится из решения системы

$$\bar{J}_k^T H_k \bar{J}_k \Delta X_k = \bar{J}_k^T g_k, \qquad (3.60)$$

определяется наличием явных выражений для производных $\bar{J} = \partial Z_1 / \partial X$, а градиент и матрица Гессе в случае (3.58) имеют достаточно простой вид: $H_k = C_{Z1}^{-1}$, $g_k = C_{Z1}^{-1} e(Z_{1,k})$.

Ключевым, в рамках данной методики, является понятие приведенной линеаризованной модели ГЦ

$$\Delta Y_k = (\partial Y / \partial X) \Delta X_k, \qquad (3.61)$$

конкретизирующей вычислительную процедуру для того или иного случая математического описания ТПС и позволяющей элиминировать вектор $\hat{Z}_1$ из целевой функции

$$\Delta Z_{1k} = I_{Z1}\Delta Z_k = I_{Z1}\begin{pmatrix}\Delta X_k\\ \Delta Y_k\end{pmatrix} = I_{Z1}\begin{pmatrix}E_{\mathrm{q}}\\ \partial Y/\partial X\end{pmatrix}\Delta X_k = \bar{J}_k \Delta X_k . \qquad (3.62)$$

Анализ статистической точности оценивания параметров (включая зависимые (Y) и независимые (X), измеряемые (Z_1) и неизмеряемые (Z_2), режимные параметры (R) и параметры элементов (α)) облегчается возможностью получения аналитических соотношений для ковариационной матрицы решения

$$\hat{C}_Z \approx \left(\frac{\partial Z}{\partial X}\right)\hat{C}_X\left(\frac{\partial Z}{\partial X}\right)^T, \quad \text{ãää}\, \hat{N}_X \approx \left[\left(\frac{\partial Z_1}{\partial X}\right)^T C_{Z1}^{-1}\left(\frac{\partial Z_1}{\partial X}\right)^{-1}\right], \left(\frac{\partial Z}{\partial X}\right) = \left(\frac{E_q}{\partial X/\partial X}\right).$$

Модели для оценивания параметров ГЦ. В [59] предложена регулярная методика построения (3.61), имеющая общий характер для сетевых моделей ГЦ различных типов, которая опирается на свойство блочной разреженности $s \times r$-матрицы $\partial\bar{U}/\partial Z$ и укрупненно может быть представлена состоящей из двух этапов: 1) разбиение Z на X и Y путем такой перестановки блоков $\partial\bar{U}/\partial Z$, которая дает $s \times s$ подматрицу $\partial\bar{U}/\partial Y$ с квадратными невырожденными блоками на главной диагонали; 2) формирование $\partial Y/\partial X$ поблочным исключением подвекторов вектора ΔY алгоритмом, аналогичным гауссовскому исключению.

На основе этой методики получены основные формы конкретизации (3.61) для ГЦ с сосредоточенными параметрами, исходной моделью которых является следующая

$$U(Z) = U(\bar{Q},\bar{P},x,y,\alpha) = \begin{pmatrix}u_1(x,\bar{Q})\\ u_2(\bar{P},y)\\ u_3(y,x,\alpha)\end{pmatrix} = \begin{pmatrix}\bar{A}x - \bar{Q},\\ \bar{A}^T\bar{P} - y,\\ y - f(x,\alpha)\end{pmatrix} = 0, \qquad (3.63)$$

где $\bar{A}$ – $m \times n$-матрица инциденций узлов и ветвей расчетной схемы ГЦ; $\bar{P}, \bar{Q}$ – m-мерные векторы узловых давлений и расходов; x, y – n-мерные векторы расходов и перепадов давлений на ветвях; f – n-мерная вектор-функция гидравлических характеристик ветвей (элементов); α – вектор параметров элементов, размерностью $n_\alpha \geq n$.

Под основной формой понимается приведенная линеаризованная модель, в которой вектор α всегда включается в состав X, что позволяет заранее не фиксировать его размерность. Множественность таких форм вытекает из неоднозначности разбиения параметров режима R на зависимые и независимые. В частности, для (3.63) могут быть получены четыре формы: модель узловых давлений $X = \{\bar{P},\alpha\}$; модель узловых расходов $X = \{Q, P_m, \alpha\}$, где P_m – давление в линейно-независимом узле m и Q – вектор расходов в m-1 узлах; модели расходов $X = \{x_{\text{Д}}, P_m, \alpha\}$ и перепадов давлений $X = \{y_{\text{Д}}, P_m, \alpha\}$ на ветвях остовного дерева схемы ГЦ. Эти модели, а также их модификации для однородных и неоднородных, закрытых и открытых, многоконтурных и древовидных ГЦ, приведены в [59].

Сопоставительный анализ с точки зрения вычислительной трудоемкости в большинстве случаев показывает наибольшую эффективность и универсальность модели узловых давлений. Этот вывод определяется следующими обстоятельствами. При упорядочении подвекторов Z в последовательности $\bar{Q}, x, y, \bar{P}, \alpha$ матрица производных (3.63) имеет вид

$$\frac{\partial U}{\partial Z}=\left(\frac{\partial U}{\partial Y}\;\middle|\;\frac{\partial U}{\partial X}\right)=\left(\begin{array}{c|c|c|c|c} -E_m & \overline{A} & 0 & 0 & 0 \\ \hline 0 & -f'_x & -E_n & 0 & -f'_\alpha \\ \hline 0 & 0 & -E_n & \overline{A}^T & 0 \end{array}\right), \tag{3.64}$$

где f'_x, f'_α – матрицы производных вектор-функции f по x и α соответственно. Таким образом, матрица $\partial U/\partial Y$ здесь имеет блочно-треугольную структуру, которая не имеет места для других разбиений, а обращение ее диагональных блоков сводится к тривиальным операциям, что в наибольшей степени облегчает процесс получения матрицы

$$\frac{\partial Y}{\partial X}=\left(\frac{\partial U}{\partial Y}\right)^{-1}\frac{\partial U}{\partial X},\quad \text{где}\quad \left(\frac{\partial U}{\partial Y}\right)^{-1}=-\left(\begin{array}{c|c|c} E_m & \overline{A}(f'_x)^{-1} & \overline{A}(f'_x)^{-1} \\ \hline 0 & (f'_x)^{-1} & (f'_x)^{-1} \\ \hline 0 & 0 & E_n \end{array}\right)$$

и соответственно дает наиболее простую структуру (3.61)

$$\Delta Y=\begin{pmatrix}\Delta\overline{Q}\\ \Delta x\\ \Delta y\end{pmatrix}=\left(\begin{array}{c|c} \overline{A}(f'_x)^{-1}\overline{A}^T & -\overline{A}(f'_x)^{-1}f'_\alpha \\ \hline (f'_x)^{-1}\overline{A}^T & -(f'_x)^{-1}f'_\alpha \\ \hline \overline{A}^T & 0 \end{array}\right)\times\begin{pmatrix}\Delta\overline{P}\\ \Delta\alpha\end{pmatrix}=\left(\frac{\partial Y}{\partial X}\right)\Delta X\,. \tag{3.65}$$

Решение задач оценивания для ГЦ с переменными параметрами (имеющих место при наличии: автоматических регулирующих устройств, функциональных соотношений для характеристик элементов кусочного вида, нефиксированных узловых нагрузок), может быть сведено к модификации процедур оценивания путем организации двойных циклов итераций и (или) учета ограничений неравенств. Получены [59, 284, 285] модели для оценивания ГЦ при неизотермических режимах потокораспределения в координатах $X=\{T_\Pi,\overline{P},\alpha\}$, где T_Π – вектор температур внешних притоков.

Для ГЦ с распределенными параметрами предлагается рассматривать характеристики элементов, заданные в дифференциальной или интегральной форме, как неявные функции относительно граничных значений распределенных параметров. При этом построение линеаризованных моделей подчиняется общим правилам, а единственной особенностью является необходимость численного получения производных для этих характеристик в процессе оценивания. Применимость такого подхода проверена [59, 286] для ГЦ с параметрами, распределенными в пространстве (на примере моделей неизотермического установившегося потокораспределения сжимаемой среды) и во времени (на примере моделей нестационарного изотермического потокораспределения несжимаемой среды).

Модификации методики оценивания для различных экспериментальных и вычислительных условий. В [59, 283 и др.] предложен и исследован ряд специальных задач оценивания, связанных с возможными отклонениями от базовой постановки задачи, а также с повышением вычислительной эффективности основных этапов ее решения. В том числе предложены модификации МПЛ для решения следующих задач.

1. *Оценивание при разнохарактерной информации*. Предложены способы адаптации базовой вычислительной схемы при наличии детерминированных данных (методы условного взвешивания, множителей Лагранжа, прямого алгебраического исключения) и ограничений неравенств $\underline{Z}\le Z\le\overline{Z}$ (методы штрафных функций и «активного набора»). В итоге это обеспечивает инвариантность МПЛ не только к составу, но и к характеру привлекаемой информации (статистической, детерминированной, неопределенной).

2. *Оценивание при многократных измерениях*. В случае привлечения многократных измерений, выполненных для различных режимов работы ТПС (в которых параметры α считаются постоянными) аргументом системы (3.60) будет вектор $\Delta X = \{\Delta X_R^{(1)}, \Delta X_R^{(2)}, \cdots, \Delta X_R^{(N)}, \alpha\}$, где $\Delta X_R^{(u)}$ – вектор независимых параметров n-го режима, а индекс текущего приближения *k* опущен.

Для обеспечения решаемости задачи в этих условиях, когда размерность вектора Z возрастает пропорционально *N*, предложены следующие методы [59, 67, 283]: 1) групповой релаксации, состоящей в попеременном решении (относительно $\Delta X_{\mathrm{R}}^{(u)}$, $u=\overline{1,N}$) независимых подсистем, вытекающих из (3.60) при фиксированном α, и системы, получаемой из (3.60) при фиксировании $\Delta X_{\mathrm{R}}^{(u)}$, $u=\overline{1,N}$; 2) поблочного алгебраического исключения из (3.60) векторов $\Delta X_{\mathrm{R}}^{(u)}$, $u=\overline{1,N}$ (что приводит к системе, определенной лишь относительно $\Delta\alpha$) с последующей обратной подстановкой для восстановления значений $\Delta X_{\mathrm{R}}^{(u)}$, $u=\overline{1,N}$; 3) последовательного оценивания, состоящего в уточнении оценок параметров элементов и их ковариационной матрицы путем решения задач на минимум

$$\Phi(R^{(N)}, \alpha_N) = \tfrac{1}{2} e^T\left(R^{(N)}\right) C_{R1}^{-1} e\left(R^{(N)}\right) + \tfrac{1}{2} e^T\left(\alpha_N\right) \hat{C}_{\alpha,N-1}^{-1} e\left(\alpha_N\right) \qquad (3.66)$$

лишь для одного очередного *N*-го режима, причем матрица $\hat{C}_{\alpha,N}^{-1}$ может быть вычислена как

$$\hat{C}_{\alpha,N}^{-1} = \hat{C}_{\alpha,N-1}^{-1} + \left(\bar{J}_\alpha^{(N)}\right)^T G_{R1}^{(N)} \bar{J}_\alpha^{(N)} \ , \qquad (3.67)$$

где

$$G_{R1}^{(u)} = C_{R1}^{-1} - C_{R1}^{-1} \bar{J}_R^{(u)} [(\bar{J}_R^{(u)})^{\mathrm{T}} C_{R1}^{-1} \bar{J}_R^{(u)}]^{-1} (\bar{J}_R^{(u)})^{\mathrm{T}} C_{R1}^{-1} \ .$$

Сопоставительный анализ этих подходов (а также их рекуррентных аналогов, получаемых при отказе от итерационного уточнения оценок при высоком темпе поступления измерений) показывает оптимальное во многих отношениях (минимальной трудоемкости, минимальных потерь в скорости сходимости, отсутствие модификаций стандартной вычислительной схемы) положение схемы последовательного оценивания.

3. *Оценивание при неизвестных параметрах распределения ошибок измерений*. Для совместного оценивания параметров ГЦ и ковариационной матрицы ошибок измерений параметров режима C_{R1} предлагается два дополняющих друг друга подхода, предполагающих минимальные модификации МПЛ. Первый, базирующийся на идее ступенчатой максимизации функции правдоподобия [287] при полностью неизвестной ковариационной матрице, приводит к тем же вычислительным процедурам с заменой C_{R1} на выборочную ковариационную матрицу остатков $M_{\mathrm{R1}} = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^{N} e(R_{\mathrm{1}}^{(u)}) e^T(R_{\mathrm{1}}^{(u)})$. Второй [59], основанный на групповой релаксации, предназначен для проверки адекватности и уточнения априорно задаваемой $\tilde{C}_{R1}$ по итерационной формуле $\hat{C}_{R1}^{(t+1)} = M_{R1} + \hat{C}_{R1}^{(t)}$, где $\hat{C}_{R1}^{(0)} = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^{N} \left(\partial R_{\mathrm{1}}^{(u)} / \partial X\right) \hat{C}_X^{-1} \left(\partial R_{\mathrm{1}}^{(u)} / \partial X\right)$ и $\hat{C}_X^{-1}$ есть функция от $\tilde{C}_{R1}$. Также предложены процедуры генерации и проверки гипотез для определения состава и значений систематических ошибок измерений [59], основанные на включении этих ошибок в состав оцениваемых параметров.

4. *Методы решения подзадач оценивания по МПЛ*. Выполнен анализ и предложен комплекс подходов, методов и алгоритмов эффективной реализации основных этапов вычислительной схемы МПЛ (определение начального приближения, направления и

длины шага, масштабирование и решение систем линеаризованных уравнений, вычисление ковариационной матрицы и др.) [59], в частности показана взаимосвязь и выделены области возможного применения (в зависимости от вычислительной ситуации) альтернативных методов решения локальной задачи безусловной оптимизации в пространстве независимых переменных: градиентных, Гаусса–Ньютона, Левенберга–Марквардта, доверительной окрестности, Ньютона.

Методы решения содержательных задач идентификации на базе аппарата статистического оценивания. Ниже рассматриваются математические постановки и особенности решения содержательных задач параметрической идентификации ТПС сложной структуры для наиболее характерных условий, определяемых способами получения данных, а также степенью нестационарности параметров элементов и режимов ТПС.

1. Ретроспективная идентификация состоит в определении оценок вектора параметров элементов (α) по результатам измерения параметров N установившихся режимов: $\tilde{R}_1^{(u)}$, $u=\overline{1,N}$, причем, $\alpha=\text{const}$ на период проведения измерений. В этих условиях очередность следования режимов во времени не имеет значения. Результаты измерений могут быть обработаны автономно в рамках базовой математической постановки с критерием (3.58) при ограничениях в виде уравнений потокораспределения $\bar{U}(Z)=\bar{U}(Z_1,Z_2)=0$, где $\bar{U}(Z)=\{U(R^{(1)},\alpha),U(R^{(2)},\alpha),...,U(R^{(N)},\alpha)\}$ и $Z=\{R^{(1)},R^{(2)},\cdots,R^{(N)},\alpha\}$. Решение задачи может быть получено по МПЛ с привлечением (при необходимости) тех или иных способов понижения размерности решаемых на каждом шаге локальных подзадач при многократных измерениях.

Задача может ставиться и решаться как для ТПС, оснащенных автоматизированными системами сбора данных измерений (с той или иной регулярностью), так и по результатам специальных обследований (манометрической, температурной съемки и т.д.). Вместе с тем степень достижения целей идентификации зависит от информативности привлекаемых измерений, а также самих режимов, в которых они производились. В этом отношении важно различать *пассивную и активную идентификацию.* В последнем случае возникают вопросы синтеза экспериментальных условий, которые более подробно рассматриваются в подразд. 3.4.

2. Текущая идентификация. Наличие постоянно действующих систем сбора измерительной информации позволяет формировать практически неограниченную выборку данных измерений во всей области фактически реализуемых режимов, использование которой позволяет в полной мере реализовать асимптотически оптимальные свойства статистических методов.

Эти возможности, однако, предъявляют специальные требования к методам и алгоритмам идентификации, поскольку вычисления необходимо синхронизировать с темпом поступления измерений, а хранение и одновременная обработка данных при $N\to\infty$ становится невозможной, каковы бы ни были ресурсы используемой компьютерной техники. Данные обстоятельства, в свою очередь, делают актуальным специальный класс задач и методов текущей (оперативной) идентификации, предполагающих уточнение ранее полученных результатов на основе вновь поступивших данных без использования ретроспективной измерительной информации.

При введенном выше условии $\alpha=\text{const}$ текущая идентификация может быть осуществлена на базе схемы последовательного оценивания (3.66), (3.67), причем последнее слагаемое в критерии (3.66) содержит априорную информацию об α, полученную после обработки (N-1)-го режима.

Несмотря на то, что эту схему предполагается применять в реальном времени, она может быть реализована на базе моделей установившегося потокораспределения – путем исключения из обработки измерений, соответствующих переходным процессам, вызванным дискретными возмущениями. Продолжительность таких процессов, например для ТПС, транспортирующих несжимаемую среду (вода, нефть), как правило, невелика (для трубопроводов протяженностью в несколько километров измеряется секундами).

3. Идентификация динамических характеристик. Во многих случаях условие , $\alpha = \text{const}$ не может быть принято за основу. При текущей идентификации, осуществляемой на неограниченном интервале времени, слежение за изменением фактических значений α может быть одной их основных целей. Вместе с тем рассмотрение α как некоторой неизвестной функции времени означает, что каждое новое состояние (режим) ТПС, для которого используются измерения $\tilde{R}_1(t)$, привносит дополнительные неизвестные $\alpha(t)$ и не переопределяет задачу. Ее решение все же оказывается возможным на основе привлечения дополнительной априорной информации о поведении α во времени. При этом возможны следующие ситуации:

1) закон изменения α задан в виде явной *детерминированной* функции времени с конечным числом параметров

$$\alpha_i(t) = \varphi_i(\beta_i, t),\ i = \overline{1,n}, \tag{3.68}$$

где φ_i – динамическая характеристика *i*-й ветви схемы сети; β_i – вектор ее параметров, уже не зависящих от времени. Подстановка (3.68) в исходные уравнения модели потокораспределения $U[R(t),\ \alpha(t)] = 0$ приводит (с заменой α на β) к уже рассмотренной задаче текущей идентификации. Наличие вида $\varphi_i(\beta_i, t)$ дает возможность прогнозирования α на произвольный момент времени. Ковариационная матрица ошибок прогнозирования имеет вид, $\overline{C}_\alpha = (\partial\varphi/\partial\beta)^T \hat{C}_\beta (\partial\varphi/\partial\beta)$, где $\hat{C}_\beta$ – ковариационная матрица оценок $\hat{\beta}$; $\partial\varphi/\partial\beta$ – матрица частных производных вектор-функции $\varphi(\beta,\ t)$ в точке $\hat{\beta}, t$;

2) функция (3.68) неизвестна, однако известен характер поведения α во времени. Как правило, можно опираться на предположение о направленном и монотонном изменении $\alpha(t)$. Разлагая неизвестную функцию $\alpha_i(t)$ в окрестности t_0 в ряд Тейлора, ограниченного, например, членами второго порядка

$$\alpha_i(t_0 + \Delta t) = \alpha_i(t_0) + (\partial\alpha_i/\partial t)\Delta t + \tfrac{1}{2}(\partial^2\alpha_i/\partial t^2)\Delta t^2,$$

где $\Delta t = t - t_0$ и обозначив

$$\beta_{i0} = \alpha_i(t_0),\ \beta_{i1} = (\partial\alpha_i/\partial t),\ \beta_{i2} = \tfrac{1}{2}(\partial^2\alpha_i/\partial t^2),$$

имеем

$$\alpha_i(t) = \varphi_i(\beta_i,\ t)\ +\ \xi_{\alpha,i}(t),$$

где $\varphi_i(\beta_i,\ t) = \beta_{i0} + \beta_{i1}\Delta t + \beta_{i2}(\Delta t)^2$, $\xi_{\alpha,i}(t)$ – погрешность аппроксимации. Если пренебречь величиной $\xi_{\alpha,i}(t)$, то задача сводится к предыдущему случаю;

3) закон изменения α задан в виде *стохастической* функции, которая в целом для сети может быть представлена в виде

$$\alpha(t) = \varphi(\beta,\ t)\ +\xi_\alpha(t) \tag{3.69}$$

В большинстве случаев векторную величину $\xi_\alpha(t)$ (составленную из величин $\xi_{\alpha,i}(t),\ i = \overline{1,n}$) можно интерпретировать как шум с нулевым средним и неизвестной, но постоянной во времени ковариационной матрицей C_α. Таким образом, при обработке данных для *N*-го режима, поступивших в момент времени *t*, имеют место погрешности

трех типов: $\xi_{R1}(t)$ – измерений, $\xi_{\varphi}(t)$ – модели (3.69), $\xi_{\beta}(t)$ – идентификации β на предыдущих этапах. Образуя совместную плотность их распределения, и переходя к функции потерь, получим задачу на минимум

$$\Phi[R(t),\alpha(t),\beta]=\tfrac{1}{2}(e_{R1}^{T}C_{R1}^{-1}e_{R1}+e_{\alpha}^{T}\tilde{C}_{\alpha}^{-1}e_{\alpha}+e_{\beta}^{T}C_{\beta}^{-1}e_{\beta}) \tag{3.70}$$

при ограничениях $U[R(t),\ \alpha(t)]=0$,

где $e_{R1}=e[R(t)]=\tilde{R}_1(t)-I_{R1}R(t)$; $e_{\alpha}=e[\alpha(t),\beta]=\tilde{\alpha}(t)-\varphi(\beta,t)$; $e_{\beta}=e(\beta)=\tilde{\beta}-\beta$; $\tilde{\alpha}(t)$ – прогнозируемое значение $\alpha(t)$; $\tilde{C}_{\alpha}$ – апостериорное значение C_{α}, полученное после обработки (N-1)-го режима. Методика последовательного оценивания применима и в данном случае, предполагающем лишь расширение состава неизвестных, а ковариационная матрица ошибок прогноза $\alpha(t)$ здесь имеет вид; $\overline{C}_{\alpha}=(\partial\varphi/\partial\beta)^{T}\hat{C}_{\beta}(\partial\varphi/\partial\beta)+\tilde{C}_{\alpha}$;

4) зависимость $\alpha(t)$ является случайной. Полагая, что флуктуации $\alpha(t)$ не превышают в среднем самого значения $\alpha(t)$, можно ставить задачу оценивания математического ожидания, $\alpha(t)$ которое обозначим как $\beta=E[\alpha(\mathrm{t})]$. При этом имеет место следующая модель $\alpha(t)=\beta+\xi_{\alpha}(t)$. Очевидно, что данная ситуация есть предельный случай (3.69).

4. Адаптивная идентификация. Если темп поступления измерений достаточно высок, можно вести оценивание без привлечения динамических характеристик, считая, что в окрестности текущего момента времени изменения вектора α несущественны (по крайней мере, на фоне шумов измерений), а сама эта окрестность достаточно велика для накопления представительной выборки данных, позволяющей оценивать α с достаточной точностью. С другой стороны, параметры β также могут менять свои значения во времени, поэтому введение динамических характеристик можно рассматривать как способ увеличения временного интервала, в течение которого ТПС может считаться параметрически стационарным объектом, но уже относительно β. Это определяет необходимость применения методов адаптивной идентификации, учитывающих изменения условий работы ТПС, влияющих на характер поведения параметров элементов.

Введем понятие интервала регулярности T_P, под которым будем понимать промежуток времени, в течение которого параметры α можно считать стационарными, т.е. $\alpha(\tau)\approx\mathrm{const}$ для $t-T_P/2\le\tau\le t+T_P/2$, где t – момент времени, равноудаленный от концов интервала T_P. Таким образом, оценка $\alpha(t)$, полученная по результатам измерений на первой половине этого интервала $[t-T_P/2,t]$, может быть использована для управления на его второй половине $[t,t+T_P/2]$. Далее, пусть измерения $\tilde{R}_1^{(u)}$, $u=\overline{1,N}$ поступают в дискретные моменты времени $t(u)=u\Delta_t$, где Δ_t – интервал дискретизации. Тогда $N\Delta_t$ – общее время поступления измерений. Соответственно, $N_P=T_p/(2\Delta_t)$ – число измерений, которое может быть получено за период $T_P/2$.

Традиционным подходом к построению адаптивных алгоритмов идентификации является учет старения измерительной информации, полученной за пределами интервала T_P. Соответствующая модификация заключается во введении целевой функции

$$\Phi(R^{(1)},...,R^{(N)},\alpha)=\tfrac{1}{2}[\sum_{u=1}^{N}d^{(u)}e^{T}(R^{(u)})C_{R1}^{-1}e(R^{(u)})+e^{T}(\alpha)C_{\alpha,0}^{-1}e(\alpha)], \tag{3.71}$$

где $d^{(u)}$ – скалярная функция достоверности u-го измерения. Существуют два наиболее распространенных варианта конкретизации $d^{(u)}$: 1) метод скользящего окна; 2) метод

экспоненциального взвешивания (сглаживания). Согласно последнему методу $d^{(u)} = \rho^{N-u}$, где ρ – параметр сглаживания, выбираемый из условий: $0<\rho<1$ для $N-u<N_P$ и $\rho\approx 0$ при $N-u\geq N_P$. При этом для самого последнего слагаемого целевой функции $d^{(u)}=1$, так как $N-u=0$, а значения $d^{(u)}$ для более старых измерений экспоненциально убывают, откуда и происходит название метода.

Метод экспоненциального взвешивания особенно удобен при использовании схемы последовательного оценивания. Здесь целевая функция (3.66) не претерпевает изменений, так как ее слагаемые относятся лишь к текущей *N*-й порции информации, а адаптация сводится к коррекции матрицы $\hat{C}^{-1}_{\alpha,N}$, для которой имеет место достаточно простая рекуррентная формула – аналог (3.67)

$$\hat{C}^{-1}_{\alpha,N} = \rho\hat{C}^{-1}_{\alpha,N-1} + (\bar{J}^{(N)}_{\alpha})^T G^{(N)}_{R1}\bar{J}^{(N)}_{\alpha}. \qquad (3.72)$$

5. Адаптивная идентификация неоднородных ТПС. В общем случае интервалы регулярности T_P могут существенно отличаться для параметров элементов разных типов. Например, для параметров характеристик насосно-силового оборудования они могут исчисляться годами, для коэффициентов теплофизических характеристик трубопроводов – месяцами, а сопротивлений трубопроводных участков нефтепроводов (вследствие парафинизации) – сутками. В этих условиях предложен ряд модификаций процедур оценивания [288]. Одна из них основана не на учете старения измерительной информации, а на дифференцированном забывании предыстории результатов идентификации, что может быть осуществлено использованием вместо (3.72) соотношения $C^{-1}_{\alpha,N} = \Omega C^{-1}_{\alpha,N-1}\Omega + (\bar{J}^{(N)}_{\alpha})^T G^{(N)}_{R1}\bar{J}^{(N)}_{\alpha}$, в котором $\Omega = \mathrm{diag}(\rho_i^{1/2},\ i=\overline{1,n_\alpha})$, ρ_i – параметр забывания для *i*-й компоненты вектора α. Другие подходы учета параметрической нестационарности ТПС рассмотрены в [288].

6. Идентификация параметров при динамических режимах. Привлечение (там где это оправдано) уравнений нестационарного потокораспределения в роли моделей состояния, хотя и приводит к усложнению процедур идентификации, дает существенные преимущества, основным из которых является то, что размерность вектора оцениваемых параметров не возрастает при увеличении числа измерений.

Так, дискретные аналоги уравнений нестационарного потокораспределения, по крайней мере численно, могут быть представлены в виде двух основных подсистем уравнений: 1) модель динамики $X^{(u)}_{\mathrm{R}} = \varpi^{(u)}(X^{(u-1)}_{\mathrm{R}},\ \alpha)$; 2) модель измерений: $\tilde{Z}^{(u)}_1 = \psi^{(u)}(X^{(u)}_R,\alpha) + \xi^{(u)}_{Z1}$, где индекс u относится к дискретному моменту времени $t^{(u)}$. Модель динамики позволяет состояние $X^{(u)}_R$ в произвольный момент времени $t^{(u)}$ представить как функцию начального состояния $X^{(0)}_R$: $X^{(u)}_{\mathrm{R}} = \bar{\varpi}^{(u)}(X^{(0)}_{\mathrm{R}},\alpha),\ u=\overline{1,N}$. Обозначив $\gamma = [(X^{(0)}_R)^T,\ \alpha^T]^T$, получим $\tilde{Z}^{(u)}_1 = \psi^{(u)}(\gamma) + \xi^{(u)}_{Z1},\ u=\overline{1,N}$.

Таким образом, задача параметрической идентификации в рассматриваемом случае принципиально может быть сведена к решению задачи на безусловный минимум $\Phi(\gamma) = \frac{1}{2}\sum_{u=1}^{N}[\tilde{Z}^{(u)}_1 - \psi^{(u)}(\gamma)]^T C^{-1}_{Z1}[\tilde{Z}^{(u)}_1 - \psi^{(u)}(\gamma)]$. Хотя с ростом *N* размерность решаемых систем уравнений не увеличивается, трудоемкость задачи существенно возрастает, поскольку на каждой итерации необходимо вычислять всю траекторию динамики режимов $\{R^{(u)}_k,\ u=\overline{1,N}\}$, а также матрицы производных. Отсюда, пожалуй, единственно

возможный подход к идентификации ТПС как динамических объектов в реальном времени состоит в использовании различных способов декомпозиции задачи.

Одним из таких способов является переход от задачи оценивания начального к задаче оценивания текущего состояния, без пересчета динамики процесса в предшествующие моменты времени. Его можно интерпретировать как применение идеи последовательного оценивания к оцениванию параметров динамических моделей и он известен также как фильтр Калмана.

Обозначим $\gamma_N = \{X_{\mathrm{R}}^{(N)}, \alpha_N\}$, где $X_R^{(N)}$ – вектор неизвестных независимых параметров текущего *N*-го режима; α_N – вектор параметров элементов, уточняемый по результатам обработки информации для *N*-го режима; $\tilde{\gamma}_N = \{\tilde{X}_R^{(N)}, \tilde{\alpha}_N\}$ – прогнозное значение вектора γ_N; $\tilde{C}_\gamma^{(N)}$ – ковариационная матрица прогноза γ_N. Тогда отыскание γ_N можно сформулировать как задачу на минимум

$$\begin{aligned}\Phi(\gamma_N) = \tfrac{1}{2}\{[\tilde{Z}_1^{(N)} - \psi^{(N)}(\gamma_N)]^T C_{Z1}^{-1}[\tilde{Z}_1^{(N)} - \psi^{(N)}(\gamma_N)] + \\ + (\tilde{\gamma}_N - \gamma_N)^T (\tilde{C}_\gamma^{(N)})^{-1}(\tilde{\gamma}_N - \gamma_N)\}\end{aligned}. \qquad (3.73)$$

Собственно процесс последовательного оценивания сводится к применению следующих формул:

$$\hat{\gamma}_N = \arg\min[\Phi(\gamma_N / \tilde{\gamma}_N, \tilde{C}_\gamma^{(N)})],$$

$$C^{(N)}\gamma = \left[\left(\frac{\partial\psi^{(N)}}{\partial\gamma_N}\right)^T C_{Z1}^{-1}\left(\frac{\partial\psi^{(N)}}{\partial\gamma_N}\right) + (\tilde{C}_\gamma^{(N)})^{-1}\right]^{-1}$$

$$\tilde{\gamma}_{N+1} = \begin{pmatrix}\tilde{X}_R^{(N+1)} \\ \hat{\alpha}_{N+1}\end{pmatrix} = \begin{pmatrix}\varpi^{(N)}(\hat{X}_R^{(N)}, \hat{\alpha}_N) \\ \hat{\alpha}_N\end{pmatrix} = \tilde{\mathrm{A}}^{(N)}(\hat{\gamma}_N),$$

$$\tilde{C}_\gamma^{(N+1)} = \left(\frac{\partial\Gamma^{(N)}}{\partial\gamma_N}\right) C_\gamma^{(N)} \left(\frac{\partial\Gamma^{(N)}}{\partial\gamma_N}\right)^T,$$

$$\left(\frac{\partial\Gamma^{(N)}}{\partial\gamma_N}\right) = \left[\begin{array}{c|c} \left(\dfrac{\partial\varpi^{(N)}}{\partial X_{\mathrm{R}}^{(N)}}\right) & \left(\dfrac{\partial\varpi^{(N)}}{\partial\alpha_N}\right) \\ \hline 0 & E_\alpha \end{array}\right].$$

Здесь в первом соотношении предполагается, что $\hat{\gamma}_N$ является решением задачи на минимум (3.73) при заданных $\tilde{\gamma}_N$, $\tilde{C}_\gamma^{(N)}$. Таким образом, $\hat{\gamma}_N$ определяется итерационно, но по результатам измерений лишь для одного (текущего) *N*-го режима, а производные во втором и четвертом соотношениях берутся в точке этого решения.

Дальнейшим упрощением процедуры оценивания может служить применение так называемого линеаризованного фильтра Калмана, который реализуется в двух вариантах: 1) матрицы производных берутся в окрестности последней оценки $\hat{\gamma}_N$, однако сама оценка получается в результате лишь одной итерации; 2) линеаризация производится относительно некоторой номинальной траектории и производные считаются независящими от состояния. Основным преимуществом данного подхода является то, что здесь могут быть применимы известные рекуррентные соотношения линейного фильтра Калмана. В последнем же варианте производные вообще могут быть вычислены заранее. Очевидны также и недостатки таких упрощений, в конечном итоге связанные с пренеб-

режением нелинейностью задачи, что может привести к замедлению либо невозможности обеспечения устойчивой сходимости процесса фильтрации.

Целесообразность применения конкретной модификации и ее эффективность, очевидно, зависят от степени нелинейности привлекаемых моделей потокораспределения, фактического диапазона режимов работы изучаемой ТПС, темпа поступления измерений, их точности, вычислительных ресурсов используемой ЭВМ и других факторов.

В заключение отметим, что идентификация динамических характеристик элементов при динамических режимах также укладывается в рассмотренные схемы свертки и динамической фильтрации путем дополнения модели динамики состояния уравнениями динамики параметров α.

3.6. Анализ и оптимизация установившихся режимов систем энергетики

3.6.1. Алгоритмы для анализа и управления установившимися режимами ЭЭС

В разделе приводится описание подходов к решению задач анализа и управления установившимися режимами ЭЭС, развиваемых в ИСЭМ, которые далее обозначаются как задачи комплексной оптимизации в статической и динамической постановках. Они являются основой для описания и решения множества практических проблем, перечень которых определяется исходя из иерархического уровня и функций органа диспетчерского управления с учетом обеспечения надежности и экономичности работы объекта управления.

Данные подходы имеют общую методическую основу – метод обобщенного приведенного градиента (ОМПГ), который используется для решения задач управления в детерминированной и вероятностной постановках, в общем случае, с учетом интегральных ограничений на расход энергоносителя. Рассматриваемые походы подробно представлены в [14, 16] и здесь приводится их краткое описание.

Задачи комплексной оптимизации в статической постановке при детерминированном характере информации. Рассмотрим следующую форму математического описания задачи для анализа и управления установившихся режимов ЭЭС

$$\min_{Z} F(Z), \tag{3.74}$$

$$W(Z) = 0, \tag{3.75}$$

$$Z_{\min} \le Z \le Z_{\max}, \tag{3.76}$$

где $Z \in R^{n_Z}$ – вектор параметров режима; $W(Z)$ – n_X -мерная вектор-функция, описывающая установившийся режим ЭЭС; $F(Z)$ – скалярная функция, значение которой необходимо уменьшить.

Приведем основные соотношения, раскрывающие содержание условий задачи.

Ограничения-равенства. В соответствии с законами Кирхгофа для каждого узла *i* электрической сети выполняются следующие соотношения:

$$\sum_{j \ne i} P_{ij} + P_{Hi} - P_{Gi} = 0, \sum_{j \ne i} Q_{ij} + Q_{Hi} - Q_{Gi} = 0, i = 1,...,n,$$

где P_{ij}, Q_{ij} – перетоки активной и реактивной мощности в ветви, соединяющей узлы *i* и *j*; P_{Hi}, Q_{Hi} – мощности активной и реактивной нагрузки в узле *i*, значения которых принимаются постоянными; P_{Gi}, Q_{Gi} – мощности активной и реактивной генерации в узлу *i*.

Соотношения для определения значений перетоков активной и реактивной мощности в ветви $(i-j)$ содержат комплексные величины напряжения в *i*-узле (U_{ia}, U_{ir}),

комплексные коэффициенты трансформации (K_{ija}, K_{ijr}) и (K_{jia}, K_{jir}), включенные соответственно у *i*-го и *j*-го конца ветви; продольные проводимости ветви (y_{ija}, y_{ijr}) и поперечные проводимости у *i*-го и *j*-го конца ветви (y_{iija}, y_{iijr}) и (y_{ijja}, y_{ijjr}):

$$P_{ij} = K_{ij}^2 U_i^2 (y_{ija} + y_{iija}) -$$
$$-(K_{ija}K_{jia} + K_{ijr}K_{jir})((U_{ia}U_{ja} + U_{ir}U_{jr})y_{ija} - (U_{ia}U_{jr} - U_{ir}U_{ja})y_{ijr}) +$$
$$+(K_{ija}K_{jir} - K_{ijr}K_{jia})((U_{ia}U_{jr} - U_{ir}U_{ja})y_{ija} + (U_{ia}U_{ja} + U_{ir}U_{jr})y_{ijr}),$$
$$Q_{ij} = K_{ij}^2 U_i^2 (y_{ijr} + y_{iijr}) -$$
$$-(K_{ija}K_{jia} + K_{ijr}K_{jir})((U_{ia}U_{jr} - U_{ir}U_{ja})y_{ija} + (U_{ia}U_{ja} + U_{ir}U_{jr})y_{ijr}) -$$
$$-(K_{ija}K_{jir} - K_{ijr}K_{jia})((U_{ia}U_{ja} + U_{ir}U_{jr})y_{ija} - (U_{ia}U_{jr} - U_{ir}U_{ja})y_{ijr}).$$

В приведенных формулах U_i – модуль напряжения в узле *i*, K_{ij} – модуль коэффициента трансформации, включенного у узла *i* ветви $(i - j)$.

Ограничения-неравенства. Для выполнения требований по качеству и надежности электроснабжения потребителей должны выполняться условия:

для всех узлов

$$\overline{U}_i \ge U_i \ge \underline{U}_i, \overline{P}_{Gi} \ge P_{Gi} \ge \underline{P}_{Gi}, \overline{Q}_{Gi} \ge Q_{Gi} \ge \underline{Q}_{Gi},$$

для всех ветвей

$$\overline{P}_{ij} \ge P_{ij} \ge \underline{P}_{ij}, \overline{K}_{ij} \ge K_{ij} \ge \underline{K}_{ij}.$$

Здесь $\overline{U}_i, \underline{U}_i, \overline{P}_{Gi}, \underline{P}_{Gi}, \overline{Q}_{Gi}, \underline{Q}_{Gi}, \overline{P}_{ij}, \underline{P}_{ij}, \overline{K}_{ij}, \underline{K}_{ij}$ – заданные максимальные и минимальные значения каждого из параметров режима.

Основные методические подходы для решения задач оптимизации. В основу положен обобщенный метод приведенного градиента (ОМПГ), предложенный к применению для решения энергетических задач Л.А. Круммом. ОМПГ является сочетанием ряда методов решения задач линейного и нелинейного программирования, а также методов решения линейных и нелинейных систем трансцендентных уравнений.

В рамках ОМПГ решается задача разбивки вектора Z на два: независимых переменных Y (вектор регулируемых параметров) и зависимых переменных X (базис уравнений). Разбиение производится таким образом, чтобы при заданном Y, система уравнений (3.75) была разрешима относительно вектора X, то есть можно было получить неявную функцию $X(Y)$, такую что $W(X(Y),Y) = 0$. Необходимость формулировки и решения задачи выбора базиса связана с недоопределенностью нелинейной системы уравнений (3.75). Для разрешимости этой системы предложен ряд алгоритмов решения задачи выбора базиса, где ищется вектор зависимых переменных X, размерность которого равна числу уравнений в системе. Остальные переменные входят в состав компонент вектора независимых переменных Y. При решении используются различные критерии, которые позволяют в точке решения получить матрицу Якоби J линеаризованной системы уравнений (3.75), обладающую «хорошими» свойствами. Предложено использовать в качестве критерия минимальное значение нормы матрицы линеаризованной неявной вектор-функции $X(Y)$, а также критерий, не требующий вычисления линеаризованных выражений неявной вектор-функции, в котором требуется для каждой строки матрицы Якоби J найти максимальный по модулю ведущий элемент. Для решения этой задачи разработаны алгоритмы – построения двудольного

графа и поиска на нем максимального паросочетания (А.З. Гамм, И.И. Голуб, Ю.О. Грумбков).

Выбор оптимального базиса не гарантирует получение решения системы уравнений, поэтому в рамках ОМПГ развивались алгоритмы решения, основанные на методе Ньютона–Рафсона, в котором использовались различные алгоритмы вычисления шага вдоль полученного ньютоновского направления. Однако использование эффективных алгоритмов выбора шага также не гарантирует, в общем случае, надежности получения решения. Для этого требуется получать исходное приближение вектора зависимых переменных, которое находится в области сходимости. В этой связи разработаны (Б.Г. Насвицевич) различные модификации метода последовательных интервалов, а также алгоритмы поиска исходного приближения, основанные на сведении нелинейной системы уравнений (3.75) к линейной или линеаризованной системе.

В методе последовательных интервалов решение системы уравнений (3.75) сводится к последовательному решению систем следующего вида:

$$W(X\ ) - (1-\lambda_0)W(X^k) = 0,$$

На каждой итерации метода для исходного приближения вектора зависимых переменных X^k и шага деформации λ^k находят следующее приближение вектора X^{k+1} и шага λ^{k+1}. В соответствии с методом Ньютона для получения вектора X^{k+1} решается линеаризованная система уравнений

$$J(X^k)\Delta X^k = -W(X^k).$$

Определяется шаг из соотношения

$$\lambda_k = \min(\lambda_k^{don}, \lambda_k^{onm}),$$

где $\lambda_k^{don}, \lambda_k^{onm}$ – допустимый шаг, контролирующий невыход за границу области сходимости метода Ньютона, и оптимальный шаг, значение которого находится из решения однопараметрической задачи оптимизации, имеющей в качестве критерия значение какой-либо нормы вектора небалансов в направлении ΔX^k.

Вносится поправка

$$X^{k+1} = X^k + \lambda_k \Delta X^k.$$

Для оценки допустимого шага используются различные алгоритмы, в которых оценивается норма остаточного члена вектор-функции небалансов при разложении ее в ряд Тейлора в точке X^k и которые обеспечивают выполнение условия

$$\left\| W(X^{k+1} \right\| < \lambda_k \left\| W(X^{k)} \right\|.$$

Оптимальный шаг зависит от точности описания функции небалансов в направлении ΔX^k, обычно представляемой в виде полиномов. Было предложено (Б.Г. Насвицевич) получать такой полином на основе разложения вектор-функции небалансов в направлении ΔX^k с точностью до квадратичного члена и формировать критерий как эвклидову норму от полученной вектор-функции. Поскольку условия оптимальности этой задачи описываются уравнением третьей степени от шага, то из трех корней этого уравнения выбирается положительный корень, не приводящий к большим изменениям вектора X^k.

Предложен (Л.А. Крумм) и исследован (Б.Г. Насвицевич) обобщенный алгоритм метода последовательных интервалов, где очередное приближение вектора X определяется из выражения

$$X^{k+1} = X^k + \sum_{n=1}^{N} \lambda_k \frac{d^n X}{d\lambda^n},$$

в котором при внесении поправки учитывается нелинейный характер изменения вектора X вдоль направления ΔX^k.

Для определения исходного приближения предложен и реализован (Б.Г. Насвицевич, О.Н. Войтов) адаптивный алгоритм, в котором на каждой итерации решения анализируется возможность использования полной или частичной (P-δ, Q-u) модели режима. Расчет начинается с частичных моделей. На каждой итерации на основе анализа значений шагов анализируется возможность дальнейшего использования частичной модели для расчета.

Рассмотренные алгоритмы эффективны и реализованы в программе СДО, имеющей промышленное использование.

Базовый алгоритм решения задачи управления. Алгоритм решения задачи (3.74)–(3.76) (Л.А. Крумм, А.М. Тришечкин, О.Н. Войтов, В.П. Фролов) основан на сочетании методов приведенного градиента и последовательной линеаризации. Алгоритм и его модификации используются при решении задач оптимизации, включая кратко- и долгосрочные режимы. Вначале приведем краткое описание основных этапов работы алгоритма. Пусть k – номер итерации, начальное значение которого равно нулю, а I_V, I_S и I_A – изначально пустые индексные множества нарушенных, супербазисных и существенных переменных соответственно. Пусть произведен выбор состава компонент векторов X^k и Y^k и известно исходное приближение для вектора Y^k, удовлетворяющее неравенству (3.76). Алгоритм содержит следующие этапы:

1. Из решения уравнения (3.74) для заданного вектора Y^k определяем вектор X^k. Если в данной точке не выполняются ограничения (3.76), то производится обновление $k := k+1; Y^k := Y^{k-1}; X^k := X^{k-1}$;

2. Индексы компонент x_i^k, значения которых не удовлетворяют интервальным ограничениям (3.76), включаем в состав множества I_V и исключаем из множества I_S или I_A, если они входил в одно из них;

3. Для компонент x_i^k, приблизившихся изнутри к границам интервальных ограничений (3.76) на расстояние, меньшее заданной величины ε. Возможно два варианта. Если переменная x_i^k входит в состав супербазисных переменных ($i \in I_S$), то для нее впоследствии будет определена величина смещения μ соответствующего предельного значения $x_{i\min}$ или $x_{i\max}$ внутрь допустимого диапазона. Пока μ принимается равным нулю. Для компонент x_i^k, не входящих в состав супербазисных переменных ($i \notin I_S$), анализируем возможность их включения в состав компонент вектора Y^k. Если для некоторого x_i^k это невозможно, то номер этой компоненты включаем в состав множества I_S и исключаем из множества I_V или I_A (если номер входил в одно из них). Если включение возможно, то производим смену базиса, в результате которой, во-первых, рассматриваемая компонента x_i^k включается в состав компонент вектора Y^k, во-вторых, выделяется компонента вектора Y^k, которая включается в состав компонент вектора X^k, дополняя их число до n_X, и, в-третьих, индекс компоненты x_i^k исключается из множества I_V, I_S или I_A, если он входил в одно из них;

4. Находим линеаризованные выражения (нормали) ограничений в точке $\left(X^k, Y^k\right)$

$$A = -\left(\frac{\partial W\left(X^k, Y^k\right)}{\partial X}\right)^{-1} \frac{\partial W\left(X^k, Y^k\right)}{\partial Y}, \tag{3.77}$$

где $\frac{\partial W}{\partial X}$ и $\frac{\partial W}{\partial Y}$ – матрицы частных производных, определяемые из (3.75). Строка i матрицы A является вектором первых частных производных $\frac{\partial x_i(Y)}{\partial Y}$ размерности n_Y. Далее будем обозначать его a_i;

5. определяем направление спуска $\Delta\mathbf{Y}$ из решения параметрической задачи нахождения допустимого решения системы линейных ограничений-неравенств

$$\left.\begin{array}{l} x_{i\min} \le x_i^k + a_i\Delta Y \le x_{i\max} + \rho\left(x_i^k - x_{i\max}\right), x_i^k > x_{i\max}, \\ x_{i\min} + \rho\left(x_i^k - x_{i\min}\right) \le x_i^k + a_i\Delta Y \le x_{i\max}, x_i^k < x_{i\min} \end{array}\right\}, i \in I_V, \tag{3.78}$$

$$\left.\begin{array}{l} x_{i\min} \le x_i^k + a_i\Delta Y \le x_{i\max} - \mu\left(x_{i\max} - x_{i\min}\right), x_i^k = x_{i\max}, \\ x_{i\min} + \mu\left(x_{i\max} - x_{i\min}\right) \le x_i^k + a_i\Delta Y \le x_{i\max}, x_i^k = x_{i\min} \end{array}\right\}, i \in I_S, \tag{3.79}$$

$$x_{i\min} \le x_i^k + a_i\Delta Y \le x_{i\max}, i \in I_A, \tag{3.80}$$

$$Y_{min} \le Y^k + \Delta Y \le Y_{max}, \tag{3.81}$$

$$f\left(X^k, Y^k\right) + \frac{\partial f\left(X^k, Y^k\right)}{\partial Y}\Delta Y + \frac{\partial f\left(X^k, Y^k\right)}{\partial X} A\Delta Y \le f_\Delta + \beta\left(f\left(X^k, Y^k\right) - f_\Delta\right), \tag{3.82}$$

где $f_\Delta = f\left(X_0, Y_0\right) - \Delta f$.

Следует отметить, что число ограничений линеаризованной задачи (3.78)–(3.82) существенно (иногда на порядки) меньше числа ограничений исходной задачи (3.74)–(3.76). Это вызвано тем, что в множества I_V, I_S и I_A входит лишь небольшая часть индексов из их общего числа.

Система (3.78)–(3.82) может решаться несколько раз с различными значениями параметров ρ и β. Изначально эти значения принимаются равными нулю. Если решение системы (3.78)–(3.82) при $\rho = 0$, $\beta = 0$ существует, то направление спуска ΔY найдено, и мы переходим к следующему этапу. Если же нет, т.е. система (3.78)–(3.82) при, $\rho = 0$, $\beta = 0$ несовместна, то производим корректировку ограничений.

Если множество I_V непусто, то вначале проверяется совместность нарушенных ограничений (3.78). Для этого рассматривается система неравенств без учета ограничения (3.88) и ищется минимальное значение параметра ρ, при котором условия (3.78)–(3.82) совместны. (Заметим, что для $\rho = 1$ условия такой задачи КП совместны). Если это минимальное значение превышает ξ, то на основе инженерных соображений диагностируется несовместность ограничений исходной задачи (3.74)–(3.76). Процесс решения завершается. Значение константы ξ получено эмпирически и принимается равным 0,95. Если полученное значение $\rho \le \xi$, то процесс корректировки параметров нарушенных ограничений завершен.

Для найденного значения ρ решается задача определения минимального значения параметра β, обеспечивающего совместность условий системы (3.78)–(3.82). Если получено значение β и $\beta > \xi$, условия рассматриваемой задачи несовместны, т.е. значение функции f_Δ недостижимо. Если $\beta \le \xi$, то найдено направление спуска ΔY. Процесс корректировки ограничений завершен. Переходим к следующему этапу.

6. Находим общий допустимый шаг γ, с которым вносится поправка к векторам X^k и Y^k. Для этого вычисляем допустимый шаг по каждой переменной x_i, $i = 1,...,n_X$

$$\gamma_i^X = \begin{cases} \dfrac{x_{i\min} - x_i^k}{a_i \Delta Y}, \text{ если } a_i \Delta Y < 0, \\ \dfrac{x_{i\max} - x_i^k}{a_i \Delta Y}, \text{ если } a_i \Delta Y > 0. \end{cases}$$

Для всех $i \notin I_A, i \notin I_S, i \notin I_V$ проверяем условие $\gamma_i^X < \xi_\gamma$. Индексы, для которых оно выполняется, включаем в состав множества I_A. Значение скалярной величины ξ_γ получено эмпирически и составляет 0,5.

Для всех $i \in I_S$ проверяем условие $\gamma_i^X < \xi_\gamma$. Если оно выполняется, то определяем величину μ смещения соответствующего предельного значения $x_{i\min}$ или $x_{i\max}$ внутрь допустимого диапазона. Алгоритм определения этой величины приведен ниже.

Общий шаг по вектору переменных X находим по формуле

$$\gamma^X = \min_{i=1,...,n_X} \gamma_i^X .$$

Если этот шаг превышает ξ_γ, переходим к решению задачи (3.78)–(3.82) при новом μ. Иначе для каждого $i = 1,...,n_Y$ аналогичным способом вычисляем значение допустимого шага по переменной y_i:

$$\gamma_i^Y = \begin{cases} \dfrac{y_{i\min} - y_i^k}{\Delta y_i}, \text{ если } \Delta y_i < 0, \\ \dfrac{y_{i\max} - y_i^k}{\Delta y_i}, \text{ если } \Delta y_i > 0. \end{cases}$$

Соответственно общий шаг по вектору переменных Y равен $\gamma^Y = \min_{i=1,...,n_Y} \gamma_i^Y$, а общий итоговый шаг – $\gamma = \min\{\gamma^X, \gamma^Y\}$.

7. Вносится поправка:

$$X^{k+1} = X^k + \gamma A \Delta Y, Y^{k+1} = Y^k + \gamma \Delta Y .$$

и переход к первому этапу работы алгоритма, в котором определяется значение вектора X^k из решения уравнения (3.75).

Алгоритм решения линеаризованной системы. Исследовались (О.Н. Войтов) различные прямые и двойственные алгоритмы решения линеаризованной системы неравенств (3.78)–(3.82). Ниже приведем особенности реализации одной из версий прямого алгоритма, который основан на методе внутренних точек (И.И. Дикин, В.И. Зоркальцев).

Перед работой алгоритма проводим следующие преобразования условий задачи:

1) каждое *i*-е ограничение-неравенство из (3.78)–(3.80) и (3.82) преобразуется в ограничение-равенство. Для этого вводятся дополнительные переменные h_i, предельные значения которых равны пределам соответствующих ограничений-неравенств, а исходное значение допустимо. Нижняя граница ограничения (3.82) задается заведомо недостижимым большим по абсолютной величине отрицательным числом. Переменные $h_i, i = 1,...,n_H$ образуют вектор H. Размерность n_H равна общему числу элементов множеств I_V, I_S и I_A плюс единица.

2) формируется вектор M, имеющий $n_Y + n_H$ компонент. Первые n_Y компонент вектора M соответствуют компонентам вектора Y, а следующие n_H – компонентам вектора H, в частности, последняя – формируется на основе ограничения (3.82).

3) формируются векторы $M_{\min}$ и $M_{\max}$, каждый из которых имеет $n_Y + n_H$ компонент. Первые n_Y компонент данных векторов образованы соответствующими предельными значениями ограничений из (3.78), а следующие n_H компонент – предельными значениями ограничений из (3.78)–(3.81) и (3.82).

4) формируется матрица A размерности $n_H \times (n_Y + n_H)$. Первые n_Y компонент каждой *i*-й строки этой матрицы образованы компонентами соответствующей нормали, а значения остальных n_H компонент равны нулю, кроме компоненты $(n_Y + i)$, которая равна -1.

5) если начальное значение одной из первых n_Y компонент вектора M равно предельному значению соответствующего ограничения из (3.81), то производится корректировка ее величины $m_i^0 = y_i^k + \delta(y_{i\max} - y_{i\min})$, где δ – малая по модулю скалярная величина, положительная, если $m_i^0 = y_{i\min}$, и отрицательная, если $m_i^0 = y_{i\max}$. Аналогичная корректировка проводится и по начальным значениям последних n_H компонент вектора M, соответствующим ограничениям (3.78)–(3.81) и (3.82).

С учетом изложенного прямой алгоритм решения линеаризованной системы

$$AM = 0,\ M_{\min} \le M \le M_{\max}.$$

На каждой t-итерации имеет следующие этапы:

1) вычисление значений вектора невязок ограничений-равенств

$$r^t = -AM^t$$

и проверка условия завершения работы алгоритма. Если

$$\max_{i=1,\dots,n_H} \left| r_i^t \right| \le \zeta,$$

то линеаризованная задача решена;

2) вычисление значений элементов диагональной матрицы D_t весовых коэффициентов по формуле

$$d_{ii}^t = \min\left\{(m_i^t - m_{i\min})^2, (m_{i\max} - m_i^t)^2\right\};$$

3) находится вектор u^t двойственных переменных из решения системы уравнений с симметричной положительно определенной матрицей

$$AD_tA^Tu = r^t;$$

4) вычисление направления спуска по формуле

$$s^t = D_tA^Tu;$$

5) определение допустимого шага по каждой переменной m_i:

$$\gamma_i = \begin{cases} \dfrac{m_{i\min} - m_i}{s_i}, \text{если } s_i < 0, \\ \dfrac{m_{i\max} - m_i}{s_i}, \text{если } s_i > 0. \end{cases}$$

Общий максимальный допустимый шаг будет равен

$$\gamma = \min_{i=1,\dots,n_Y+n_H} \gamma_i.$$

Итоговый шаг внесения поправки вычисляется по формуле

$$\gamma^* = \begin{cases} 0.5\gamma, \gamma \in [0,0.1), \\ 0.8\gamma, \gamma \in [0.1,0.5), \\ 0.95\gamma, \gamma \in [0.5,1), \\ 1, \gamma \geq 1; \end{cases}$$

6) вносим поправки $M^{t+1} = M^t + \gamma^* s^t$ и переходим к (t+1)-итерации.

При решении системы неравенств (3.78)–(3.82), как показала практика расчетов, часто возникает несовместность линеаризованных ограничений-неравенств (3.78)–(3.82). Анализ продемонстрировал, что появление несовместности в основном обусловлено погрешностью линеаризации неявных функций $x_i(Y), i \in I_V$. Быстрая идентификация случая несовместности позволяет не решать задачу до конца, что может оказаться трудоемким процессом, а максимально быстро перейти в новую точку, где заново провести линеаризацию. В связи с этим был предложен (В.И. Зоркальцев) способ диагностики несовместности ограничений, основанный на анализе знака двойственной функции, значение которой вычисляется на каждой итерации решения задачи. Реализация этого способа показала высокую эффективность его использования.

Способы учета ограничений-неравенств. Для повышения эффективности и сокращения трудоемкости решения линеаризованной системы неравенств используются алгоритмы выделения существенных ограничений-неравенств, индексы которых входят в состав множества I_A, смена базиса, а также формирование и настройка параметров супербазисных переменных.

Предложен (О.Н. Войтов) итеративный алгоритм формирования множества I_A, в котором для выделения существенных ограничений используется следующий критерий. Если для ограничения-неравенства, индекс которого не входит во множество I_A, значение максимального допустимого шага, полученное после решения системы (3.77)–(3.82), меньше ξ_γ, то индекс этого ограничения включается в множество I_A. Далее производится переход к решению системы с обновленным множеством. Кроме того, практика расчетов показала, что предварительное включение в состав множества I_A индексов ограничений для слабых или чувствительных узлов сети приводит к ускорению итерационного процесса решения задачи. Это связано с уменьшением числа уточнений состава элементов множества I_A. При этом такой подход не приводит к заметному увеличению размерности задачи, что связано с относительно небольшим числом таких узлов в сети.

Для ограничений-неравенств, накладываемых на вектор зависимых переменных X, предложено (О.Н. Войтов) использовать алгоритм смены базиса, суть которого заключается в следующем. Если какая-либо компонента вектора X находится на границе допустимой области, то проверяется и реализуется возможность ее ввода в состав компонент вектора Y. Практика показала высокую эффективность применения такого алгоритма. Если такая возможность отсутствует (например, ни одну компоненту вектора Y нельзя взамен перевести в X так, чтобы она попала внутрь допустимой области), то для продолжения процесса решения задачи предлагается использовать алгоритм, основанный на идеологии так называемых супербазисных переменных. Ее суть заключается в смещении границы для таких ограничений-неравенств внутрь допустимой области на определенную величину dx_i. Например, для переменной, вышедшей на верхнюю границу допустимого множества, ограничения станут выглядеть следующим образом:

$$x_{i\min} \leq x_i \leq x_{i\max} - dx_i,$$

где $dx_i = \mu_i \left(x_{i\max} - x_{i\min} \right)$.

Величина μ_i, характеризующая смещение, для каждого *i*-го ограничения может увеличиваться итеративно, например на 0.01, до тех пор, пока новый шаг γ_i^X по данной переменной не превысит критического значения ξ_γ либо μ_i не достигнет значения 0,5.

Отметим, что в разряд супербазисных переводится также переменная, индекс которой не может быть повторно включен в множество I_A при его обновлении.

Задачи комплексной оптимизации в статической постановке при вероятностном характере информации. Для решения задач в данной постановке предложено (Л.А. Крумм, А.З. Гамм, Ю.А. Охорзин) использовать одноэтапную задачу стохастического программирования, при решении которой осуществляется переход от стохастической задачи управления к решению последовательности эквивалентных детерминированных задач.

Задача управления в стохастической постановке имеет следующую формулировку. Требуется определить среднее значение вектора управления $\overline{Y}$, минимизирующее математическое ожидание скалярной функции или критерия:

$$\min_{Y} M\left[F\left(X(\overline{Y} + \Delta Y, \overline{D} + \Delta D), \overline{Y} + \Delta Y\right)\right] \tag{3.83}$$

с учетом вероятностных ограничений на зависимые переменные

$$P\left(X_{\min} \le X(\overline{Y} + \Delta Y, \overline{D} + \Delta D) \le X_{\max}\right) \ge p_x \tag{3.84}$$

и ограничений на управления или независимые переменные

$$Y_{\min} \le \overline{Y} \le Y_{\max}, \tag{3.85}$$

где p_x – вектор заданных вероятностей соблюдения ограничений, $\overline{D}, \overline{Y}, \overline{X}$ – математические ожидания векторов входных данных, независимых и зависимых параметров режима, взаимосвязь между которыми описывается системой нелинейных уравнений установившегося режима

$$W(Y, D, X) = 0, \tag{3.86}$$

а $\Delta D, \Delta Y, \Delta X$ – случайные центрированные отклонения.

Полагается, что для векторов входных переменных D и независимых переменных Y заданы законы распределения.

Формулировка эквивалентной детерминированной задачи.

$$\min_{\overline{Y}} \overline{F}(\overline{Y}) \tag{3.87}$$

$$\widetilde{x}_{i\min}\left[p_i\left(\overline{Y}\right)\right] \le x_i(\overline{Y}, \overline{D}) \le x_{i\max}\left[p_i(\overline{Y})\right], \tag{3.88}$$

$$Y_{\min} \le \overline{Y} \le Y_{\max}, \; j = 1, n_Y. \tag{3.89}$$

В этом случае эквивалентные ограничения на математические ожидания зависимых переменных становятся функциями от вероятностей соблюдения ограничений p_{i} и математического ожидания независимых переменных $\overline{Y}$, что приводит к необходимости уточнения параметров детерминированного эквивалента и решения последовательности таких задач.

Для построения детерминированного эквивалента требуется определение числовых характеристик многомерного закона распределения зависимых параметров – математического ожидания $\overline{X}$ и ковариационной матрицы K^X, а также формирование эквивалентных пределов.

Для их получения используется линейно-квадратичное разложение в ряд Тейлора в точке $\overline{D},\overline{Y},\overline{X}_0$ неявной вектор-функции $\mathrm{X}(\overline{D},\overline{Y},\overline{X}_0)$, которое, например для квадратичного разложения, имеет следующий вид

$$X^k(X,Y,D) = X^{\ddot{e}}(\overline{X},\overline{Y},\overline{D}) + 0.5[\Delta D^T X''_{DD}\Delta D + \Delta Y^T X''_{YY}\Delta Y] + \Delta D^T X''_{DY}\Delta Y \quad (3.90)$$

где $X^{\ddot{e}}(\overline{X},\overline{Y},\overline{D})$ – линейное разложение рассматриваемой неявной вектор-функции в ряд Тейлора; X''_{**} – матрицы вторых производных, вычисляемых с учетом соответствующих неявных зависимостей на основе решения матричных уравнений, полученных при дифференцировании вектор-функции (3.75).

С учетом (3.90) выражение для *математического ожидания* зависимых переменных имеет следующий вид:

$$\overline{X}(\overline{X},\overline{Y},\overline{D}) = X(\overline{X},\overline{Y},\overline{D}) + 0.5[S_D^T\hat{X}''_{DD}S_D + S_Y^T X''_{YY}S_Y] \quad 3.91)$$

где S_D и S_Y – векторы, компонентами которых являются средне-квадратичные отклонения составляющих векторов D, Y, $\hat{X}''_{DD}$ – нормированная матрица вторых производных, каждый элемент которой, полагая, что матрица ковариаций K^Y является диагональной, определяется из выражения

$$\hat{X}''_{iD_kD_l} = X''_{iD_kD_l}\widetilde{K}_{D_{kl}}, \quad (3.92)$$

где $\widetilde{K}_{D_{kl}}$ – коэффициент корреляции компонент k и l вектора D, которая определяется как нормированная корреляция $K_{D_{kl}}\big/\sigma_{D_k}\sigma_{D_l}$.

Используя допущение о независимости компонент вектора ΔD, можно получить аналитическое выражение для i-й компоненты *дисперсии*

$$\begin{aligned}\sigma^2_{X_i} &= \sum_k x'^2_{iD_k}\sigma^2_{D_k} + 0.25x''^2_{iD_kD_k}(\mu_4[D_k]-\sigma^4_{D_k}) + \sum_{k<l} x''^2_{iD_k}\sigma^2_{D_k}\sigma^2_{D_l} + \sum_k x'_{iD_k}x''_{iD_kD_k}\mu_3[D_k] + \\ &\sum_r x'^2_{iY_r}\sigma^2_{Yr} + 0.25x''^2_{iY_rY_r}(\mu_4[Y_r]-\sigma^4_{Y_r}) + \sum_{r<q} x''^2_{iY_rY_q}\sigma^2_{Y_r}\sigma^2_{Y_q} + \sum_r x''_{iY_r}x''_{iY_rY_r}\mu_3[Y_r],\end{aligned} \quad (3.93)$$

где μ_3 и μ_4 – третий и четвертый центральные моменты соответствующих случайных величин.

Формирование *эквивалентных пределов* на математические ожидания зависимых переменных. При их вычислении учитывается заданные величины вероятностей p_i соблюдения i-х ограничений и используется переход от многомерных законов распределения к одномерным. Эквивалентное ограничение на i-ое ограничение $\widetilde{x}_{i\min}$ можно представить как

$$\widetilde{x}_{i\min} = x_{i\min} + \delta_i \ , \quad (3.94)$$

где $x_{i\min}$ – заданное детерминированное предельное значение ограничения; δ_i – корректировка исходного предельного значения i-го ограничения, которая вычисляется как

$$\delta_i = \sigma_{x_i}\hat{O}^{-1}[2p_i - \hat{O}(\frac{h_i}{\delta_{x_i}})], \quad (3.95)$$

где $\hat{O}^{-1}$ – функция, обратная к интегралу вероятностей; σ_{x_i} – среднеквадратичные отклонения; $h_i = 0.5(x_{i\max} - x_{i\min})$.

Коррекция детерминированных эквивалентов. Один из возможных подходов к построению последовательности детерминированных эквивалентов при решении исходной стохастической задачи управления заключается в проверке следующего критерия

$$\left\| \overline{Y}_k - \overline{Y}_{k+1} \right\| \le \xi , \tag{3.96}$$

где $\overline{Y}_k$ – оптимальное решение задачи управления, полученное для k -го детерминированного эквивалента; ξ – заданная точность завершения.

Данные подходы реализованы в программном обеспечении, разработанном в ИСЭМ.

Методы краткосрочной оптимизации режимов при детерминированной информации. В рамках данной задачи проводится:

– определение для цикла управления оптимальной степени компенсации и положения шунтирующих реакторов для протяженных и сильнозагруженных линий электропередач высокого напряжения;

– учета гидравлической и электрических связей между группами агрегатов ГЭС, работающих на несколько сборных шин;

– выбора оптимального числа гидроагрегатов большой единичной мощности;

– учета каскадного расположения ГЭС;

– сведение задачи оптимизации краткосрочных режимов при дефиците гидроресурсов к распределению между ГЭС с учетом потерь мощности в сети части графика нагрузки, оставшейся при максимальной загрузке ТЭС;

– расчете допустимых режимов с учетом всех существенных ограничений.

Для решения этой задачи разработаны алгоритмы (Л.А. Крумм, Н.А. Мурашко, А.В. Финогенов, О.Н. Войтов), основанные на сведении задачи к последовательности подзадач с поэтапным вводом существенных ограничений и групповой релаксацией по параметрам режима в отдельных интервалах рассматриваемого цикла управления.

Формально форма описания задачи краткосрочной оптимизации аналогична постановке (3.74)–(3.76), но имеет следующие особенности:

– целевая функция (3.74) является издержками на топливо в течение краткосрочного цикла управления длительностью T. Цикл представляется совокупностью N_T интервалов времени в общем случае разной длительности;

– ограничения неравенства (3.74)–(3.76) включают допустимые пределы для вектора параметров режима (узловые напряжения, активные и реактивные мощности генерации, потребления и перетоков по ветвям и сечениям, уровни бъефов ГЭС, расходов воды гидроагрегатов и т.д.) и на скорость их изменения;

– ограничения равенства (3.75) – включают уравнения установившегося режима электрической сети и ГЭС, а также уравнения ограничений на суммарный расход или сработку энергоресурсов за цикл управления.

Предполагается, что значения всех параметров режима в течение каждого из N_T интервалов постоянны и равны среднеинтервальным значениям.

Алгоритм решения данной задачи сводится к выполнению следующей последовательности функций:

– ввод и обработка данных, их достоверизация;

– расчет установившегося и допустимого режима ГЭС, с учетом существенных ограничений по параметрам режима электрической сети, описание и состав которых итеративно уточняется;

– проверка выполнения балансов активной мощности в каждом интервале и получение значений активной мощности генерации для каждой ГЭС для каждого интервала;

– расчет допустимого и оптимального режима электрической сети для полученных значений активной генерации ГЭС;

– проверка критерия завершения процесса расчета и при его не выполнении переход к формированию состава и описания существенных ограничений по параметрам электрической сети расчету. Переход к расчету допустимого режима ГЭС (см. выше).

Алгоритм решения данной задачи реализован в разработанной в ИСЭМ программе (СДОК-3М), которая имела широкое промышленное внедрение.

Методы долгосрочной оптимизации режимов при детерминированной информации. Формально данная задача не отличается от задачи краткосрочной оптимизации и при ее описании также цикл управления представляется совокупностью интервалов.

Описание задач долгосрочной оптимизации имеет следующие особенности.

1. Использование в каждом интервале упрощенных моделей установившегося режима электрической сети, например одно уравнение баланса активной мощности с линейно-квадратичными аналитическими выражениями для описания потерь в электрической сети.

2. На основе использования принципа оптимальности предварительное получение так называемых «среднеинтервальных» или «эквивалентных» расходных характеристик ТЭС, которые получены на основе решения серии задач краткосрочной оптимизации. Данные характеристики аппроксимируются полиномами и устанавливают функциональную зависимость между оптимальными затратами на топливо на ТЭС и среднеинтервальными значениями турбинных расходов воды, напоров и активных мощностей на ГЭС для характерных краткосрочных циклов.

Алгоритм решения этой задачи разработан (Л.А. Крумм, Н.А. Мурашко, В.П. Фролов) и реализован в созданной в ИСЭМ программе «Ангара», имеющей промышленное внедрение.

Рассмотренные выше алгоритмы реализованы в рамках программно-вычислительных комплексов СДО, СДОК-3М, «Ангара» которые использовались (СДОК-3М, «Ангара») и используются (СДО) при планировании режимов реальных ЭЭС. Многочисленные расчеты оптимальных режимов ЭЭС показали, что алгоритмы эффективны. Оценивая в целом практический опыт применения данных алгоритмов, ближайшие будущие изменения формулировок задач управления и расчетных условий, можно заключить следующее. Происходит постоянное увеличение размерности расчетных схем ЭЭС, что связано с уточнением описания элементов и повышением интенсивности взаимоотношений между отдельными фрагментами ЭЭС. В связи с этим наиболее актуальными оказываются следующие проблемы и направления развития алгоритмов – обеспечение гарантированной сходимости итерационного процесса расчета оптимального потокораспределения в электрической сети; распараллеливание вычислений и использование нейросетевых технологий; учет возрастающей роли декомпозиции при решении задача, а также организация эффективного взаимодействия между разработчиками программного, математического и специализированного обеспечения для реализации современных технологий исследования сложных технических систем.

3.6.2. Анализ и оптимизация установившихся режимов трубопроводных и гидравлических систем

При анализе и количественном обосновании решений по организации режимов работы трубопроводных систем (ТПС) различного типа и назначения при их проектировании, эксплуатации и диспетчерском управлении базовыми традиционно являются задачи потокораспределения (см. подразд. 3.2). Тем не менее, требования к эффектив-

ности методического, алгоритмического и программного обеспечения задач расчета и анализа режимов, в особенности при управлении ТПС, постоянно повышаются. К их числу следует отнести: 1) быстродействие; 2) надежность, проявляющуюся в гарантированном получении решения с заданной точностью; 3) возможность решения задач большой размерности; 4) универсальность и адаптивность в отношении структуры объекта, целей расчета и вариантов расчетных условий.

Эти требования определяются все возрастающей сложностью и размерностью ТПС, развитием систем автоматизированного управления, массовым внедрением средств локального контроля и регулирования, ограниченностью времени принятия решений (в особенности при оперативном диспетчерском управлении), необходимостью проведения многовариантных расчетов, применением алгоритмов потокораспределения при решении других более сложных задач (например, идентификации, оптимизации).

Рассмотрим основные результаты в области новых постановок и методов расчета режимов ТПС, полученные в ИСЭМ СО РАН в рамках развиваемого здесь научного направления – теории гидравлических цепей.

Методы расчета потокораспределения в ТПС с автоматическими регулирующими устройствами. Традиционная задача расчета установившегося потокораспределения в гидравлических цепях с сосредоточенными параметрами (без регуляторов) сводится к решению замкнутой системы алгебраических уравнений, которая в компактной форме записи имеет вид [52]

$$Ax = Q, \quad \bar{A}^{\mathrm{T}} \bar{P} = f(x), \tag{3.97}$$

где $\bar{A}$, A – соответственно, полная $m \times n$-матрица инциденций и $(m-1) \times n$ – матрица инциденций линейно независимых узлов и ветвей расчетной схемы; x – n-мерный вектор расходов на ветвях; Q – (m –1)-мерный вектор узловых расходов; $\bar{P}$ – m-мерный вектор узловых давлений; $f(x)$ – вектор-функция гидравлических характеристик ветвей с элементами $f_i(x_i) = s_i \mid x_i \mid x_i - Y_i$, $i = \overline{1,n}$; s_i, Y_i – коэффициенты этих характеристик, соответственно сопротивление и приращение давления, создаваемого насосными станциями.

Здесь предполагаются заданными: расчетная схема (матрица $\bar{A}$); гидравлические характеристики и коэффициенты всех n ее ветвей (вектор-функция $f(x)$); узловые расходы (вектор Q); давление в одном из узлов (P'_m). Требуется определить расходы на всех ветвях (вектор x) и давления в m–1 -узлах (вектор P).

При наличии автоматических регулирующих устройств задача состоит в отыскании такого потокораспределения, которое удовлетворяет условиям работы регуляторов:

$$s_i = s_i^*, \text{ если } \begin{cases} x_i < \bar{x}_i, \ i \in I_{\text{РР}}, \\ P_{\text{К}i} < \bar{P}_{\text{К}i}, \ i \in I_{\text{РДП}}, \\ P_{\text{Н}i} > \underline{P}_{\text{Н}i}, \ i \in I_{\text{РДД}}, \end{cases} \quad s_i > s_i^*, \text{ если } \begin{cases} x_i = \bar{x}_i, \ i \in I_{\text{РР}}, \\ P_{\text{К}i} = \bar{P}_{\text{К}i}, \ i \in I_{\text{РДП}}, \\ P_{\text{Н}i} = \underline{P}_{\text{Н}i}, \ i \in I_{\text{РДД}}. \end{cases} \tag{3.98}$$

Здесь $I_{\text{РР}}$, $I_{\text{РДП}}$, $I_{\text{РДД}}$ – непересекающиеся множества ветвей с регуляторами расхода (РР), давления после себя (РДП) и до себя (РДД); $x_i, P_{\text{Н}i}, P_{\text{К}i}$ – соответственно, расход, давление в начальном и конечном узлах i-й ветви; $\bar{x}_i$, $\underline{P}_{\text{Н}i}$, $\bar{P}_{\text{К}i}$ – максимально допустимый расход, минимально допустимое давление в начальном узле и максимально

допустимое в конечном узле, поддерживаемые регулятором на i-й ветви; s_i^* – минимальное сопротивление ветви с регулятором.

Применение различных вариантов методики вложенных циклов итераций [52], [57] (см. подразд. 3.2) к рассматриваемому случаю обеспечивает отыскание решения, однако связано с существенным возрастанием вычислительных затрат.

В [289] предложен новый подход, условно названный «релейной» методикой, который не требует организации двойных циклов итераций и опирается на следующие основные свойства задачи: 1) сопротивления регуляторов и режимные параметры, которые они поддерживают, не принимают своих граничных значений одновременно; 2) принадлежность любого регулятора пассивному (регулятор полностью открыт) или активному (регулятор поддерживает давление или расход) состоянию в любой точке $(m-1)$-мерного пространства вектора P определяется непосредственно по координатам этой точки. Для регуляторов давлений этот факт очевиден, а для РР условие $x_i < \overline{x}_i$ эквивалентно неравенству $P_{\text{Н}i} - P_{\text{К}i} < f_i^*$, где $f_i^* = f_i(\overline{x}_i, s_i^*)$ – константа. Таким образом, пространство вектора P разделяется на непересекающиеся подобласти, соответствующие определенной комбинации активных регуляторов с помощью гиперплоскостей, задаваемых линейными соотношениями:

$$P_{\text{Н}i} - P_{\text{К}i} = f_i^*,\ i \in I_{\text{РР}};\ \ P_{\text{К}i} = \overline{P}_{\text{К}i},\ i \in I_{\text{РДП}};\ \ P_{\text{Н}i} = \underline{P}_{\text{Н}i},\ i \in I_{\text{РДД}}. \qquad (3.99)$$

Это дает возможность на каждой итерации однозначно определять состав активных регуляторов и применять соответствующую локальную модель потокораспределения с фиксированными параметрами регулирования. Реализация данного подхода в рамках вычислительной схемы метода узловых давлений (МД) обеспечивает высокую вычислительную эффективность, причем практически одинаковую как при наличии, так и при отсутствии регуляторов.

Во многом это оказалось возможным благодаря пересмотру сложившихся представлений о сопоставительной вычислительной эффективности МД и метода контурных расходов (МКР), базирующихся на том факте, что коэффициенты матрицы линеаризованной системы уравнений в МКР (матрицы Кирхгофа) имеют более выраженное диагональное преобладание, чем в матрице коэффициентов МД (матрице Максвелла) [52]. Как показано в [67], положение кардинально меняется, если ньютоновскую схему поиска решения (на которой базируются оба упомянутых метода) применять в сочетании с каким-либо из методов одномерной регулировки длины шага. В итоге разработаны алгоритмы МД, обеспечивающие гарантированную, причем монотонную сходимость к решению, в то время как в рамках классической вычислительной схемы метода Ньютона (при отсутствии регулировки шага) эта сходимость в МД (а иногда и в МКР) зачастую имела «пилообразный» характер. Дополнительным фактором, определяющим большую конкурентоспособность МД, является то, что вычислительные затраты на одну итерацию в этом методе существенно ниже, чем в МКР. В ИСЭМ СО РАН уже с начала 1990-х годов имеются программные реализации МД [67], которые на современных компьютерах стандартной конфигурации позволяют решать классические задачи потокораспределения для расчетных схем, насчитывающих многие тысячи узлов, за время счета, исчисляемого всего несколькими секундами.

В этой связи необходимо также отметить и альтернативный подход к расчету потокораспределения с учетом регуляторов, разработанный в ИСЭМ [290]. Он предполагает движение к решению не по границе допустимой области, а из некоторой ее внутренней точки и основан на использовании предложенного И.И Дикиным оригинального способа замены системы неравенств (3.97) равенствами вида $(z_i - z_i^*)(s_i^* - s_i) = 0$, где z_i

– регулируемый параметр (в зависимости от типа регулятора), а z_i^* – уставка регулятора. Полученная система уравнений решается методом Ньютона (в сочетании со специальной процедурой регулировки шага), однако в пространстве всех неизвестных $(x,P,\tilde{s})$, где $\tilde{s}$ – вектор, составленный из сопротивлений регуляторов. Соответственно, программные реализации этого подхода обеспечивают меньшую вычислительную эффективность, чем подхода, рассмотренного выше. Тем не менее первые исследования по интеграции обоих подходов показывают перспективность такого пути, в частности для разработки алгоритмов учета регуляторов косвенного действия.

Методы расчета допустимых режимов. Задача расчета допустимого режима состоит в отыскании управлений (вектор α) и параметров режима (вектор $R=\{P,x\}$), удовлетворяющих как уравнениям потокораспределения, так и требованиям по допустимым условиям работы оборудования. Формально (применительно к установившемуся гидравлическому режиму) данная задача состоит в отыскании вектора $X=\{R,\alpha\}$ на основе привлечения модели управляемого потокораспределения

$$U(X)=\begin{pmatrix} Ax-Q \\ \overline{A}^{\mathrm{T}}\overline{P}-f(x,\alpha)\end{pmatrix}=0, \qquad \underline{X}\le X\le \overline{X}\,. \tag{3.100}$$

Не исключена возможность противоречивости ограничений(3.99), которую трудно выявить на этапе анализа исходных данных, поэтому идентификация их несовместности становится неотъемлемой составляющей задачи.

Впервые данный класс задач как относительно самостоятельный и новый в общей проблематике теории гидравлических цепей сформулирован в [71]. Там же были предложены эффективные алгоритмы определения непрерывных управлений (состояний дросселирующих устройств, регуляторов различного типа, числа оборотов двигателей насосных агрегатов и др.) на базе метода внутренних точек [291]. Метод отличается хорошей сходимостью, инвариантностью в отношении учета как линейных, так и нелинейных ограничений, обеспечивает возможность идентификации факта их несовместности.

В [292] предложен оригинальный подход для одновременного поиска непрерывных и дискретных управлений, связанных с переключениями разнотипных насосных агрегатов. Он основан на схеме ветвлений и отсечений и обеспечивает последовательное сужение области неопределенности режимов работы насосных станций (НС). При параллельной схеме соединения насосов ветвление осуществляется за счет дробления зоны возможных производительностей НС, отсечение – за счет проверки допустимости режима для очередного варианта, а сама проверка – путем решения непрерывной задачи, в которой вместо фактических (в общем случае невыпуклых и разрывных) характеристик НС используется их ближайшая выпуклая аппроксимация. Предложенный алгоритм [292, 293] позволяет находить допустимое решение для большинства практических случаев за относительно небольшое число шагов, так как обеспечивает формирование вариантов, ближайших к решению непрерывной задачи, отсеивает сразу множество вариантов, заведомо не содержащих решения, а используемая аппроксимация максимально сокращает текущую область неопределенности.

Оптимизация режимов. В общем случае допустимый режим может быть не единственным. Наилучшее решение X_*, отвечающее экстремуму некоторого критерия $F(X)$ (экономического, технологического, качества, надежности и др.) при ограничениях (3.100) приводит к задаче нелинейного программирования большой размерности.

Существует множество методов решения таких задач. Наличие эффективных алгоритмов расчета допустимого режима позволяет организовать его оптимизацию путем

последовательного сокращения интервала $[\underline{F}, F_0]$, заведомо содержащего оптимальное значение F_* целевой функции $F(X)$, где $F_0 = F(X_0)$, X_0 – решение рассмотренной выше комплексной задачи поиска допустимого режима, $\underline{F}$ – нижняя оценка целевой функции, которую, как правило, можно назначить исходя из содержательного смысла задачи. Соответствующая вычислительная процедура [293] основана на сочетании методов одномерного поиска F_* в интервале $[\underline{F}, F_0]$ и допустимого решения в области (3.100), дополненной единственным условием $F(X) \le F_r$, где r – индекс очередного шага одномерного поиска. Ее основное преимущество состоит в том, что она не претерпевает изменений, если оптимизация ведется по непрерывным или дискретным переменным, или по тем и другим одновременно.

На практике понятие наилучшего решения зачастую размыто, различные критерии оптимизации (минимум затрат, минимум управления, минимум риска аварийных ситуаций, минимум дефицита и др.) имеют разную природу и не сводятся к единому критерию, поэтому в общем случае задачи оптимизации режимов ТПС являются многокритериальными. Существуют различные подходы и методы многокритериальной оптимизации, среди которых в рассматриваемой области наиболее рациональным представляется метод последовательной оптимизации, предполагающий предварительное ранжирование имеющихся критериев по степени важности. Такое ранжирование может быть возложено на субъект принятия решений, который при этом получает возможность менять приоритеты в заданной или избыточной системе критериев в зависимости от особенностей конкретной ТПС и текущих условий.

Пусть $F(X)$ – векторная целевая функция с компонентами $F_k(X)$, $k = \overline{1,K}$, где индекс критерия k соответствует степени его приоритетности; $F^{(k)}(X)$ – подвектор $F(X)$ с первыми k - компонентами, а $F_*^{(k)}$ – значение $F^{(k)}(X)$ в точке решения $X_*^{(k)}$ по k - критериям. Тогда решение общей задачи может быть сведено к решению K -задач вида [293]

$$\min_X \{F_1(X) \mid U(X) = 0,\ \underline{X} \le X \le \overline{X}\}, \tag{3.101}$$

$$\min_X \{F_k(X) \mid U(X) = 0,\ F^{(k-1)}(X) \le F_*^{(k-1)},\ \underline{X} \le X \le \overline{X}\},\ k = \overline{2,K}, \tag{3.102}$$

что, очевидно, может быть выполнено уже рассмотренными методами однокритериальной оптимизации. При этом верхняя граница очередного критерия автоматически получается как $\overline{F}_{k+1} = F_{k+1}(X_*^{(k)})$.

Может оказаться, что незначительный выигрыш по одному критерию приводит к существенному проигрышу либо вовсе блокирует возможность выбора по другому критерию более низкого ранга. В этом отношении технологические критерии, в особенности определенные на множестве дискретных переменных (например, число включенных насосов), предпочтительнее назначать в роли главных. Другая возможность преодоления этой ситуации – применение подхода, известного как «метод уступок». При этом вычислительная схема не претерпевает изменений, за исключением того, что вместо условия $F^{(k)}(X) \le F_*^{(k)}$ применяется неравенство $F^{(k)}(X) \le F_*^{(k)} + \Delta^{(k)}$, где $\Delta^{(k)}$ – подвектор с первыми k компонентами вектора уступок Δ, задаваемыми экспертно и означающими допустимую величину отклонения от оптимального режима по каждому критерию.

Предложенная иерархическая система алгоритмов прошла апробацию на ряде условных и реальных примеров и, потенциально, позволяет решать достаточно широкий

спектр задач расчета и оптимизации режимов, возникающих при их эксплуатации и управлении ТПС различного типа и назначения.

Применение моделей чувствительности для расчета послеаварийных режимов. Сложность организации режимов в аварийных ситуациях обусловлена малым запасом времени для принятия и реализации решений, поэтому требуется заблаговременно рассчитывать как возможные последствия от аварий, так и мероприятия по их минимизации. В то же время количество возможных аварийных режимов сопоставимо с числом элементов системы. В связи с этим возникают две основных задачи: выбор сценариев аварийных ситуаций и оптимизация режима для каждого сценария.

В [294] предложен оригинальный подход, основанный на применении моделей чувствительности гидравлических цепей [295] (см. подразд. 3.3), который потенциально позволяет путем однократного расчета ранжировать все множество аварийных ситуаций по степени их тяжести с точки зрения снабжения потребителей. Суть данного подхода состоит в следующем. На основе методики [295] можно получить модель чувствительности $\Delta x = x'_s \Delta s$, связывающую вектор возмущения сопротивлений ветвей Δs и вектор реакции расходов на ветвях Δx. Матрица чувствительности x'_s представляет собой матрицу частных производных $(\partial x / \partial s)$ в точке номинального (нормального) режима $(x^{\text{Н}})$. Аварийной ситуации, связанной с отключением некоторой i-й ветви, можно поставить в соответствие такое значение Δs_i, при котором для этой ветви $x_i^{\text{А}} = 0$, $\Delta x_i = x_i^{\text{А}} - x_i^{\text{Н}} = -x_i^{\text{Н}}$, где $x_i^{\text{А}}$, $x_i^{\text{Н}}$ – расход в аварийном и номинальном режимах соответственно. На этой основе предложено конечное выражение для расчета расхода у j-го потребителя при аварийном отключении i-й ветви трубопроводной сети

$$x_j^i = x_j^{\text{Н}} + \Delta x_j^i = x_j^{\text{Н}} - x_i^{\text{Н}} \left(\frac{\partial x_i}{\partial s_i} \right)^{-1} \frac{\partial x_j}{\partial s_j}, \; j \in I_{\text{П}}, \; i \in I_{\text{С}}, \tag{3.103}$$

где $I_{\text{П}}, I_{\text{С}}$ – непересекающиеся подмножества ветвей, моделирующих соответственно абонентские системы потребителей и те элементы трубопроводной сети, которые потенциально могут быть отключены в результате аварии.

Понятие «тяжести» аварии может трактоваться неоднозначно, поэтому для целей ранжирования аварий предлагается использовать избыточный набор интегральных критериев [294], отражающих разные стороны этого понятия, включая критерии: дефицита (D), натурального ущерба (U), технического риска (R) с учетом категорийности потребителей. Соответственно в аварийном режиме i, связанном с выходом из строя i-го участка сети, будем иметь:

$$D_k^i = \sum_{j \in I_k} d_j^i, \quad U_k^i = \tau_i D_k^i, \quad R_k^i = p_i U_k^i = p_i \tau_i D_k^i, \quad k = \overline{1, K}. \tag{3.104}$$

Здесь $d_j^i = \max[0, (x_j^{\text{А}} - x_j^i)] = \max\{0, [(1-\varphi_k) x_j^{\text{Н}} - x_j^i]\}$ – дефицит расхода j-го потребителя при отключении i-го участка; φ_k – допустимая доля снижения нагрузки в аварийном режиме для потребителей k-й категории; $x_j^{\text{А}} = (1-\varphi_k) x_j^{\text{Н}}$, x_j^i – минимально допустимый и фактический расходы у потребителя в аварийном режиме i; τ_i – время восстановления i-го участка; вероятность аварии на i-м участке; K – число категорий потребителей; I_k – множество ветвей, моделирующих потребителей k-й категории, причем $\bigcup\limits_k I_k = I_C$, $\bigcap\limits_k I_k = \varnothing$. Таким образом, видно, что все предложенные критерии являются

функциями дефицитов у потребителей, а следовательно, – расходов у потребителей при конкретной аварии, которые и предлагается определять в соответствии с (3.103).

При оптимизации аварийного режима i все критерии (3.104) становятся равнозначными, так как решение не зависит от скалярных множителей τ_i или $p_i\tau_i$, поэтому формально основным остается критерий дефицита. Однако в общем случае (при $K>1$) рассматриваемая задача все же будет многокритериальной. Пусть индекс k соответствует степени приоритетности снабжения соответствующей категории потребителей. Тогда имеем задачу оптимизации на минимум векторного критерия $F^i(X)=\{D_k^i(X),\ k=\overline{1,K}\}$ при ограничениях (3.100), которая может быть решена уже рассмотренными выше методами последовательной оптимизации.

Дефицит времени на минимизацию последствий от аварии и связанный с этим риск ее каскадного развития может быть выражен в дополнительном критерии – минимума мест приложения (числа) управляющих воздействий. Для решения этой задачи также могут быть применены модели чувствительности [293]. Опуская индекс аварии, без потери общности положим $F(X)=F(R)$, где R – вектор параметров режима. Линеаризация этой функции в точке номинального режима $R^{\text{Н}}$ дает модель

$$dF=F'_R dR, \tag{3.105}$$

где $F'_R=\partial F/\partial R-\ K\times\dim(R)$-мерная матрица производных, $\dim(\cdot)$ – размерность вектора. Соответственно модель чувствительности гидравлической цепи

$$dR=R'_\alpha d\alpha, \tag{3.106}$$

где $RR'_\alpha=\partial R/\partial\alpha-\ \dim(R)\times\dim(\alpha)$-мерная матрица производных в точке $R^{\text{Н}}$, $\alpha^{\text{Н}}$. Таким образом,

$$dF=F'_R R'_\alpha d\alpha=F'_\alpha d\alpha, \tag{3.107}$$

где компоненты матрицы $F'_a=\partial F/\partial\alpha$ численно отражают степень влияния каждого управляющего воздействия на каждую компоненту целевого вектора F. Это потенциально позволяет конструировать алгоритмы выбора управляющих воздействий и минимизации числа, например путем последовательного сокращения их начального состава в направлении возрастания коэффициентов чувствительности $\partial F_k/\partial\alpha_i$ или расширения этого состава в направлении убывания коэффициентов.

Вероятностное моделирование режимов. Оптимальные режимы, как правило, оказываются на границе допустимой области. При этом любое случайное отклонение от принятых расчетных условий может привести к ее нарушению. Подобные отклонения на практике являются скорее правилом, чем исключением, главным образом в силу стохастического характера потребления целевого продукта. В связи с этим допустимость и оптимальность режимов, как и показатели эффективности, надежности и качества функционирования и управления ТПС, не могут быть строго оценены и обеспечены на основе детерминированных расчетов. Этим определяется актуальность постановки и решения задач вероятностного моделирования режимов функционирования ТПС.

Такие задачи могут быть решены традиционными методами имитационного моделирования (типа Монте-Карло), что однако связано с чрезмерными вычислительными затратами в силу высокой размерности ТПС, их нелинейности, большого числа возмущающих факторов. В [296] предложен новый аналитический подход к решению задачи, который обеспечивает учет практически всего разнообразия расчетных условий, определяемых структурой и особенностями работы ТПС, а также получение за приемлемое время точечных или интегральных вероятностных оценок показателей работы ТПС как в отдельно взятом режиме, так и за некоторый период.

Формализация рассматриваемой задачи, а также предлагаемого подхода к ее решению в общих чертах сводятся к следующему. Вероятностное описание отдельно взятого режима исчерпывается функцией плотности распределения вероятностей $p(R, \phi_R)$, где $R = \{x, Q, P\}$ – случайный вектор параметров режима, ϕ_R – параметры распределения. Принимая гипотезу о нормальном распределении R, вероятностное описание режима сводится к указанию для величины R ее математического ожидания $\bar{R}$ и ковариационной матрицы C_R, т. е. $\phi_R = \{\bar{R}, C_R\}$.

Параметры режима должны удовлетворять системе уравнений потокораспределения (3.97), которая вытекает из общих законов сохранения и, следовательно, должна соблюдаться детерминировано. Она недоопределена относительно R, т.е. $\dim(R) > \dim(U)$. Соответственно часть параметров режима, которые назовем граничными условиями X, должна быть задана, чтобы можно было вычислить оставшиеся неизвестные Y. Таким образом, $R = (X^{\mathrm{T}}, Y^{\mathrm{T}})^{\mathrm{T}}$. Состав X должен обеспечивать разрешимость уравнений $U(X, Y) = 0$ относительно Y, т.е. $\dim(Y) = \dim(U) = \mathrm{rank}(\partial U / \partial Y)$, где $\partial U / \partial Y$ – матрица Якоби (частных производных) при фиксированных граничных условиях X^* в окрестности точки решения Y^*, $\mathrm{rank}(\cdot)$ – ранг матрицы.

Предполагается, что граничные условия заданы своей функцией распределения $p(X, \phi_X)$. Тогда в общем случае задача вероятностного моделирования режима работы ТПС состоит в определении $p(R, \phi_R)$ на основе известных $p(X, \phi_X)$ и взаимосвязи Y и X в виде уравнений потокораспределения $U(X, Y) = 0$. В случае нормального распределения X, пренебрегая нелинейным искажением распределения $p[Y(X), \phi_{Y(X)}]$ (где $Y(X)$ – неявная функция, задаваемая уравнениями потокораспределения), задача состоит в определении $\phi_R = \{\bar{R}, C_R\}$ при заданных параметрах $\phi_X = \{\bar{X}, C_X\}$, где $\bar{X} = E(X)$, E – операция математического ожидания; C_X – ковариационная матрица случайной векторной величины X.

Пусть $\tilde{X}$ – случайная реализация граничных условий. Линеаризация функции $Y(X)$ в окрестности $\bar{X}$ имеет вид

$$\tilde{Y} \approx Y(\bar{X}) + \frac{\partial Y}{\partial X}(\tilde{X} - \bar{X}) \cdot$$

Применяя к этому соотношению операцию E, получим $\bar{Y} = Y(\bar{X})$, так как $E(\tilde{Y}) = \bar{Y}$ и $E(\tilde{X} - \bar{X}) = 0$. Таким образом, математическое ожидание неизвестных параметров режима $\bar{Y}$ является функцией уравнений потокораспределения при граничных условиях $\bar{X}$. Очевидно, что $\bar{R} = (\bar{X}^{\mathrm{T}}, \bar{Y}^{\mathrm{T}})^{\mathrm{T}}$.

Как известно, ковариационная матрица C_x некоторой случайной векторной величины x есть $E[\xi_x \xi_x^{\mathrm{T}}]$, где $\xi_x = (x - \bar{x})$. Диагональным элементам этой матрицы будут соответствовать дисперсии компонент x_i вектора x, а внедиагональным – ковариации x_i и x_j. Применим рассмотренное выше разложение, ограниченное членами первого порядка малости. Тогда

$$\xi_Y \approx \frac{\partial Y}{\partial X}\xi_X ; C_Y = E(\xi_Y \xi_Y^{\mathrm{T}}) = \frac{\partial Y}{\partial X} C_X \left(\frac{\partial Y}{\partial X}\right)^{\mathrm{T}} \cdot$$

Соответственно

$$C_R = E\left[\begin{pmatrix}\xi_X\\ \xi_Y\end{pmatrix}\begin{pmatrix}\xi_X\\ \xi_Y\end{pmatrix}^{\mathrm{T}}\right] = \left[\begin{array}{c|c} C_X & C_{XY} \\ \hline C_{YX} & C_Y \end{array}\right],$$

где $C_{XY} = C_{YX}^{\mathrm{T}} = E(\xi_X \xi_Y^{\mathrm{T}}) = C_X \left(\dfrac{\partial Y}{\partial X}\right)^{\mathrm{T}}$.

Таким образом, показано, что задача вероятностного расчета установившегося режима сводится к получению $\overline{Y}$ традиционными методами расчета потокораспределения [52] по исходным данным $\overline{X}$ в сочетании с дополнительной процедурой вычисления ковариационной матрицы C_R по заданным C_X и матрице производных $\partial Y / \partial X$ в точке решения задачи потокораспределения.

В рамках данного подхода, опираясь на технику [59], получены конечные аналитические выражения для ковариационных матриц параметров режима для всех типичных вариантов граничных условий, включая случаи фиксированных и нефиксированных нагрузок потребителей, задания расхода, давления или сопротивления на излив в узлах ГЦ, а также включения в состав граничных условий управляющих воздействий. Разработан подход для вероятностного анализа динамики режимов работы ТПС с учетом заданных правил управления и внутренних реакций системы с запаздыванием [297].

Расчет режимов по данным измерений. Развитие информационно-измерительных систем в ТПС создает необходимую почву для разработки и внедрения методов слежения за режимами их работы, что, в свою очередь, позволит обеспечить качественно новый уровень решения задач диспетчерского управления, включая задачи контроля допустимости режимов, качества снабжения потребителей, принятия решений по управлению в нормальных и аварийных ситуациях.

Основные отличия задачи расчета вектора параметров режима (R) по результатам измерений его отдельных компонент (образующих вектор измерений $\tilde{R}$) от традиционных задач потокораспределения заключаются в нестандартности состава исходных данных, определяемого размещением измерительных приборов на сети, а также неизбежным присутствием ошибок измерений. Математическая постановка задачи имеет вид

$$\min_R \left[(\tilde{R} - I_R R)^{\mathrm{T}} C_{R1}^{-1} (\tilde{R} - I_R R) \,|\, U(R) = 0 \right], \tag{3.108}$$

где I_R – матрица соответствия с элементами: $(I_R)_{ij} = 1$, если j-й компоненте R отвечает i-е измерение из $\tilde{R}$, $(I_R)_{ij} = 0$ в противном случае; C_{R1} – ковариационная матрица ошибок измерений; U – вектор-функция уравнений потокораспределения. Для решения задачи нелинейного программирования (3.108) могут быть применимы эффективные методы статистического оценивания параметров ТПС [59]. Эти методы обеспечивают сведение (3.108) к последовательности локальных задач безусловной оптимизации

$$\min_{\Delta X_k} \left[(J_k \Delta X_k - e_k)^{\mathrm{T}} C_{R1}^{-1} (J_k \Delta X_k - e_k) \right], \tag{3.109}$$

где k – индекс итерации поиска решения в пространстве вектора независимых параметров режима X; $e_k = \tilde{R} - R_{1,k}$ – вектор остатков; $R_{1,k} = I_R R_k$ – вектор измеряемых параметров режима; ΔX_k – направление шага, необходимое для организации итерационного процесса уточнения текущего приближения $X_{k+1} = X_k + \lambda_k \Delta X_k$ (λ_k – длина шага); $J_k = \partial R_1 / \partial X$ – матрица частных производных, например, вычисляемая по правилам дифференцирования неявных функций в точке X_k.

На этой основе в [285] впервые применительно к тепловым сетям предложена методика расчета их теплогидравлического режима. Она предполагает привлечение моделей неизотермического потокораспределения, что потенциально позволяет не только одновременно восстанавливать гидравлический и температурный режимы, но и компенсировать недостаток данных по давлениям и расходам измерениями температур или тепловых потоков. Особенностью методики является применение нетрадиционных моделей неизотермического потокораспределения, обладающих свойством инвариантности к заранее неизвестным направлениям потоков.

Классические модели неизотермического потокораспределения [52] включают помимо уравнений гидравлического режима (3.97) следующие уравнения температурного режима:

$$A_{\text{Н}} X t_{\text{Н}} + A_{\text{К}} X t_{\text{К}} = \Theta, \quad t_{\text{Н}} = A_{\text{Н}}^{\text{T}} T, \quad t_{\text{Н}} = g(x, t_{\text{К}}). \tag{3.110}$$

Здесь первое уравнение вытекает из условий теплового баланса в узлах, в которых (для простоты) принято, что теплоемкости всех потоков одинаковы; второе – это условие на полное смешение потоков в узлах; третье уравнение отражает законы падения температуры при течении среды по ветвям сети; $A_{\text{Н}}$, $A_{\text{К}}$ $-(m \times n)$-матрицы, фиксирующие отдельно начальные и конечные узлы ветвей; $X = \text{diag}(x_i, i = \overline{1,n})$ – диагональная матрица расходов на ветвях; $t_{\text{Í}}$, $t_{\hat{\text{E}}}$ – n-мерные векторы, состоящие из температур соответственно в начальных и конечных узлах ветвей; Θ – m-мерная вектор-функция, состоящая из величин $Q_j T_{\text{П},j}$ в случае притока, где $T_{\text{П},j}$ – температура притока, и $Q_j T_j$ в случае отбора, где T_j – температура смеси потоков в узле j; T – вектор температур смешанных потоков в узлах размерностью m; $g(x, t_{\text{Н}})$ – n-мерная вектор-функция теплофизических характеристик ветвей.

Структура второго уравнения (3.110) зависит от направления потоков, что не позволяет применять методы решения, основанные на совместном учете систем (3.97) и (3.110). Предложенная модификация этого уравнения имеет вид

$$\chi(x)(t_{\text{Н}} - A_{\text{Н}}^{\text{T}} T) + [E_n - \chi(x)](t_{\text{К}} - A_{\text{К}}^{\text{T}} T) = 0, \tag{3.111}$$

где E_n – единичная диагональная матрица порядка n; $\chi(x)$ – диагональная матрица, компонентами которой являются функции $\chi_i(x_i) = [1 + \text{sign}(x_i)]/2$, $i = \overline{1,n}$, обладающие тем свойством, что $\chi_i(x_i) = 1$ при $x_i \geq 0$ и $\chi_i(x_i) = 0$ при $x_i < 0$. Введенная модификация обеспечила уверенную сходимость вычислительной схемы, основанной на применении (3.109) при произвольно заданной ориентации ветвей расчетной схемы, что в целом обеспечило перспективность предложенной методики для расчета фактических режимов работы тепловых сетей, в том числе при частичной оснащенности потребителей теплосчетчиками.

Многоуровневое компьютерное моделирование режимов ТПС. Задачи расчета режимов ТПС возникают практически на всех этапах жизненного цикла этих объектов – при их проектировании, планировании развития, эксплуатации, диспетчерском управлении. Однако на практике в основном решаются эпизодически. Это обусловлено большим объемом работы по подготовке и уточнению информации о схемах и параметрах ТПС, проведению многовариантных расчетов высокой сложности, решению нетривиальных задач анализа и сравнения вариантов. Поскольку результаты разработки режимов достаточно быстро устаревают, такая эпизодичность приводит к снижению эффективности ТПС и управления ими. При этом вся нагрузка по ведению режимов в нештатных ситуациях, связанных с плановыми или аварийными переключениями, ло-

жится на диспетчерские службы, которые повсеместно не вооружены какими-либо программными инструментами для количественного обоснования принимаемых решений.

Сложность ТПС и протекающих в них процессов, а также многоаспектность их возможного изучения, обусловливают традиционную раздробленность информационного, методического, модельного и алгоритмического обеспечения в этой области. Развиваемый в ИСЭМ СО РАН подход – многоуровневое моделирование ТПС [54, 64], потенциально позволяет преодолеть проблемы такой разрозненности, выражающиеся в несогласованности исходной информации и методического аппарата, большой трудоемкости количественного обоснования и координации решений, принимаемых на разных временных и организационно-территориальных уровнях.

Многоуровневое моделирование можно рассматривать как комплексный подход, представляющий собой суперпозицию трех базовых подходов: 1) иерархического моделирования ТПС как средства преодоления проблем большой размерности ТПС путем декомпозиции и эквивалентирования их моделей; 2) многоаспектного моделирования, предполагающего решение разных задач, соответственно требующих разной степени подробности моделей, получаемых путем агрегирования и дезагрегирования; 3) сквозного моделирования, предполагающего единство информационной и методической основы при решении содержательных задач управления развитием и функционированием ТСС на разных временных уровнях.

В основу компьютерной реализации многоуровневого подхода к моделированию ТПС положена разработанная в ИСЭМ СО РАН информационно-вычислительная среда (ИВС) «Ангара» [64, 298], обеспечивающая возможность в рамках единого интерфейса пользователя (рис. 3.31) интерактивной настройки информационно-вычислительного окружения на любые типы ТПС, классы решаемых задач и сферы возможного применения (проектирование, эксплуатация, диспетчерское управление, исследования и обучение). ИВС является открытой системой (как по данным, так и по функциям), снабжена средствами совместимости с ГИС-системами, офисными приложениями, различными форматами баз данных и обеспечивает возможность работы как на локальном рабочем месте, так и в компьютерной сети.

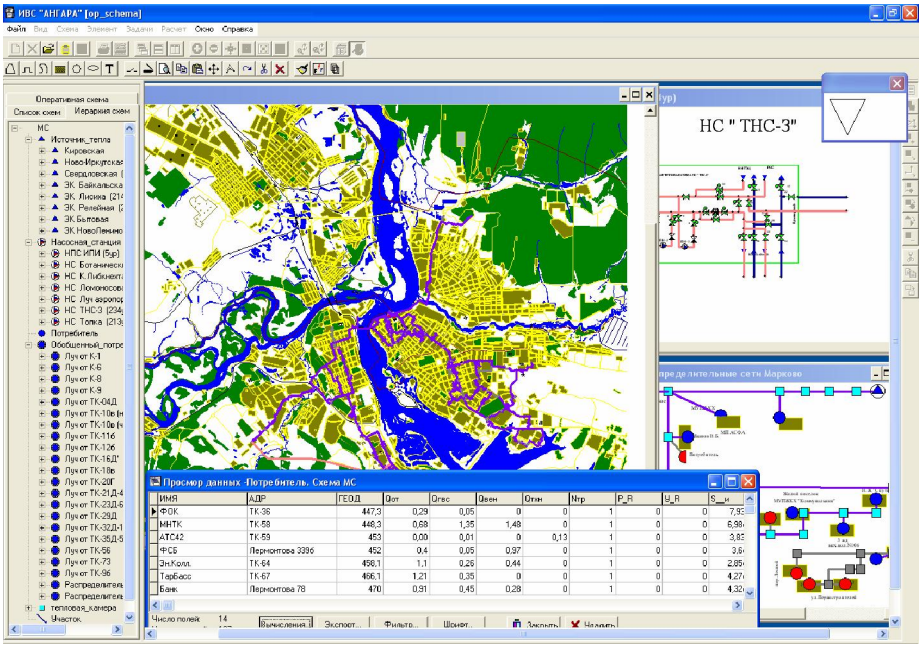


Рис. 3.31. Внешний вид интерфейса ИВС «Ангара».

Интеграция программно-вычислительных комплексов в ИВС дает конечные информационно-вычислительные комплексы (ИВК) для соответствующей предметной области. В настоящее время с помощью этой технологии применительно к системам теплоснабжения впервые предпринята попытка согласованного решения задач планирования режимов, оперативного управления, а также проектирования, – на единой информационной, методической и вычислительной основе. Для этих целей созданы три ИВК: «Ангара-ТС» для разработки эксплуатационных режимов тепловых сетей; «Ангара-ДТС» – для автоматизации процессов принятия решений при оперативном диспетчерском управлении; «Дисна» – для решения задач развития и реконструкции систем теплоснабжения. Кроме того, разработаны ИВК для расчета режимов ТПС других типов: «Ангара-СППД» – для расчета, анализа и оптимизации режимов систем поддержания пластового давления нефтяных месторождений; ИВК «Ангара-ВС» – для расчета и анализа режимов систем водоснабжения. Эти комплексы, реализующие современные методы теории гидравлических цепей, прошли широкую апробацию и в той или иной конфигурации в течение последних 5 лет внедрены в десятках проектных и эксплуатационных предприятий страны.

3.7. Исследование и нормализация режимов высших гармоник в электрических сетях высоких напряжений

3.7.1. История проблемы

Проблема высших гармоник обозначилась в 20–30 годах прошлого столетия, когда появились статические преобразователи электрической энергии и в линиях электропередачи были замечены несинусоидальные токи и напряжения [299]. С момента обнаружения высших гармоник отмечены их отрицательные воздействия на электрические машины, телефонную связь и конденсаторные батареи. Но поскольку экономические выгоды от использования оборудования, являющегося источником высших гармоник, много больше и более видны, чем потери, вызываемые высшими гармониками, поэтому разработка и использование такого оборудования продолжались, мощности увеличивались. Источниками высших гармоник являются главным образом электродуговые устройства и электронные преобразователи [300, 301].

В 50–60 годах прошлого века проблема высших гармоник еще более усилилась в связи с исследованиями, связанными с передачами постоянного тока [302, 303]. В 70–80 годах в связи с интенсивным развитием электронной преобразовательной и электродуговой техники проблема высших гармоник получила широкое распространение [304, 305]. В 90-х годах интерес к проблеме высших гармоник увеличился в связи с появлением принципиально новых измерительных приборов для оценки степени искажения синусоидальности кривых токов и напряжений, которые давали возможность получения более точной информации об уровне высших гармоник в электрических сетях [306].

Исследованиями в области высших гармоник с момента появления проблемы начали заниматься как в нашей стране, так и за рубежом. Они всегда велись по многим направлениям: создание теории мощностей несинусоидальных режимов [307, 308], исследование источников высших гармоник [299, 300] и их влияния на электрооборудование [309–312], оценка уровней напряжений гармоник в сетях [313, 314], разработка математических моделей элементов сети, методов расчета и вычислительных программ [304, 306, 315–317], разработка методов и технических средств для снижения уровней высших гармоник [301, 318–321], разработка стандартов, устанавливающих предельные

значения на уровни высших гармоник в сетях [322, 323], экономическая оценка ущербов [324–325].

В нашей стране исследования высших гармоник проводились в основном для систем электроснабжения промышленных предприятий. В Восточной Сибири сложилась уникальная ситуация. Из-за дешевой электрической энергии гидростанций были построены алюминиевые заводы, мощность которых составляла около трети всей электрической нагрузки. Известно, что преобразователи на алюминиевых заводах 20–30 % энергии, полученной на частоте 50 Гц, преобразуют в энергии на частотах высших гармоник. Токи этих гармоник текут в электрическую сеть, питающую заводы. Кроме того, в Восточной Сибири находятся тысячи километров электрифицированной железной дороги, тяговая нагрузка которой также является источником высших гармоник. Тяговые подстанции находятся друг от друга на расстоянии 40–60 км. На протяжении нескольких тысяч километров в узлах присоединения тяговых подстанций в питающую сеть 110–220 кВ также текут токи высших гармоник. Они растекаются по сети, создают несинусоидальные падения напряжения, в результате, форма кривой напряжения в узлах сети искажается.

Режимы высших гармоник значительно отличаются от режимов на основной частоте. Их можно охарактеризовать как непредсказуемые. Непредсказуемость режимов объясняется двумя основными причинами. Во-первых, в существующих линиях высокого напряжения на высших гармониках проявляется волновой эффект, поскольку длина этих линий соизмерима с длинами волн на частотах высших гармоник, в результате неожиданно в узлах сети обнаруживаются высокие уровни какой-либо гармоники на большом расстоянии от источника этой гармоники. Во-вторых, на высших гармониках часто возникают резонансные контуры, например, между индуктивностью сети и емкостью конденсаторной батареи, в результате резко увеличиваются величины напряжений и токов высших гармоник. Эти факты послужили основанием проведения исследований режимов высших гармоник в сетях высокого напряжения в ИСЭМ СО РАН. Ниже представлены основные результаты выполненных исследований, часть из которых опубликована в [326–335] .

3.7.2. ГОСТ 13109-97 об оценке несинусоидальности напряжения

Для оценки степени искажения синусоидальности кривой напряжения в [322] введены два показателя: $K_{U(n)}$ – коэффициент *n*-й гармонической составляющей напряжения и K_U – коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения. На значения показателей установлены нормы, причем два вида: нормально допустимое значение и предельно допустимое значение. Искажение кривой напряжения по показателю $K_{U(n)}$ в точке общего присоединения считают соответствующим требованиям [322], если наибольшее из всех измеренных в течение 24 ч значений показателя $K_{U(n)}$ не превышает предельно допустимого, а значение $K_{U(n)}$, соответствующее вероятности 95 %, за 24 ч не превышает нормально допустимого значения. Аналогично оценивается степень искажения кривой напряжения по показателю K_U .

3.7.3. Результаты измерений $K_{U(n)}$ и K_U в электрических сетях

В течение 1995–2003 гг. проводились измерения $K_{U(n)}$, K_U, а других показателей качества электрической энергии, установленных в [322] и параметров режима в электрических сетях Восточной Сибири и Дальнего Востока. В узлах присоединения

тяговых подстанций Восточно-Сибирской (ВСЖД) и Забайкальской (ЗабЖД) железных дорог к питающей сети, на алюминиевых заводах Братска, Шелехова, а также во многих других узлах электрических сетей проведено более 400 замеров. Для измерений использовались измерительно-вычислительные комплексы Омск и Омск-М. Полученные результаты показали, что форма кривой напряжения в большинстве случаев искажена. В напряжениях присутствуют 3, 5, 7, 11, 13, 23, 25-я гармонические составляющие, которые превышают установленные нормы. Например, в результате замеров, проведенных летом 2003 г. на 29 тяговых подстанциях ВСЖД и ЗабЖД, получено, что на 26 тяговых подстанциях превышено нормально допустимое значение K_U, а на 17 – предельно допустимое значение. Допустимые значения $K_{U(n)}$ и K_U превышены на алюминиевых заводах. Полученная в результате замеров информация была использована для исследования на высших гармониках свойств электрических сети и нагрузок, разработки моделей элементов сетей и нагрузок, методов анализа и нормализации, а также вычислительных программ.

3.7.4. Методический подход к моделированию режимов высших гармоник

Для анализа режима на *n*-й гармонике электрическая сеть и нагрузка относительно узла *i* представляются в виде активных двухполюсников, состоящих из источников тока с проводимостями, содержащими активную и реактивную составляющие, как показано на рис. 3.32.

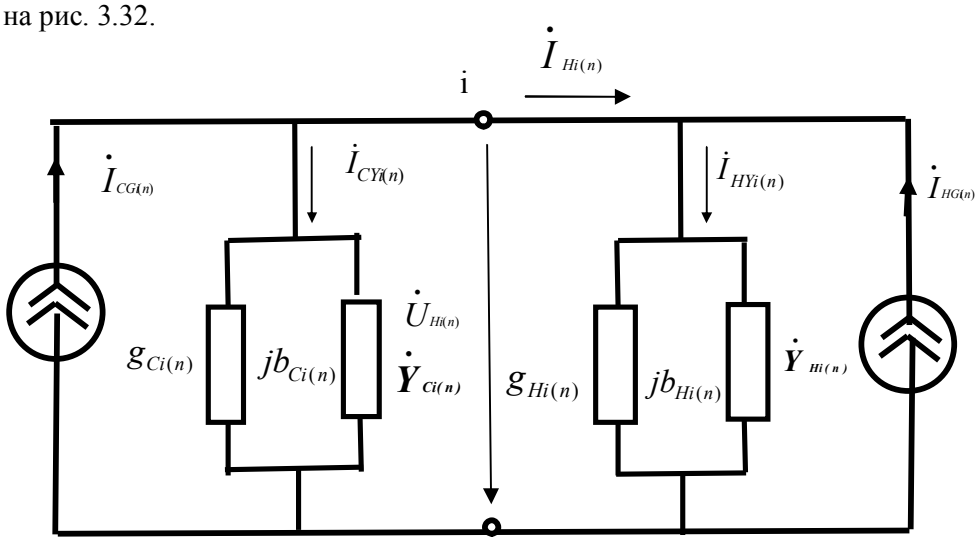


Рис. 3.32. Схема замещения сети для анализа режимов на *n*-ой гармонике.

На схеме обозначено: $\dot{I}_{CGi(n)}$ – ток источника тока, моделирующий нелинейную нагрузку сети, $g_{Ci(n)}$, $b_{Ci(n)}$ – активная и реактивная проводимости сети, $\dot{I}_{HGi(n)}$ – ток источника тока, моделирующий нелинейную нагрузку, присоединенную к узлу *i*, $g_{Hi(n)}$, $b_{Hi(n)}$ – активная и реактивная проводимости нагрузок, присоединенных к узлу *i*. Для анализа режима на *n*-й гармонике используются мощности искажения, обусловленные взаимодействием напряжения первой гармоники с током *n*-й гармоники в виде

$$\dot{D}_{I(n)} = U_{(1)}\dot{I}_{(n)}.$$

Параметры источника тока *n*-й могут быть представлены через мощность искажения. Источник тока генерирует мощность искажения (ГМИ), равную

$$\dot{D}_{Ci(n)} = U_{i(1)}\dot{I}_{Gi(n)}.$$

Входная мощность искажения (ВМИ) узла сети соответствует мощности искажения, вычисленной по проводимостям источника тока при $K_{U(n)}$= 1 %, и включает активную и реактивную составляющие

$$\dot{D}_{Yi(n)} = D_{gi(n)} + jD_{bi(n)} = 0.01U_{i(1)}^2 Y_{i(n)} = 0.01U_{i(1)}^2(g_{i(n)} + jb_{i(n)}).$$

Допустимая входная мощность искажения (ДВМИ) узла равна мощности искажения, вычисленной через проводимость узла при допустимом значении $K_{U0(n)}$

$$\dot{D}_{Y0i(n)} = K_{U0(n)}\dot{D}_{Yi(n)}.$$

Величина $K_{U(n)}$ через мощности искажения определяется как

$$K_{U(n)} = \frac{\left|\dot{D}_{Gi(n)}\right|}{\left|\dot{D}_{Y(n)}\right|}.$$

Для обеспечения выполнения в узле условия $K_{U(n)} \le K_{U0(n)}$ необходимо выполнение условия $\left|\dot{D}_{Gi(n)}\right| \le \left|\dot{D}_{Y0(n)}\right|$.

Если в электрической сети имеется m узлов с нелинейными нагрузками, то ГМИ от этих нагрузок в узел i представляет сумму ГМИ от нелинейных нагрузок, присоединенных в j-х узлах

$$\dot{D}_{HGi(n)} = \sum_{j=1}^{m} \dot{D}_{HGij(n)}.$$

Величина $K_{U(n)}$ в узле сети через мощности искажения определяется выражением

$$K_{U(n)} = \left|\frac{\dot{D}_{Gi(n)}}{\dot{D}_{Y0(n)}}\right| = \left|\frac{\dot{D}_{CGi(n)} + \dot{D}_{HGi(n)}}{(\dot{D}_{Cgi(n)} + \dot{D}_{Hgi(n)}) + j(\dot{D}_{Cbi(n)} + \dot{D}_{Hbi(n)})}\right|.$$

Вклад одной нелинейной нагрузки, присоединенной в узле j, в $K_{U(n)}$ узла i определяется как

$$K_{Uij(n)} = \frac{\left|\dot{D}_{Gij(n)}\right|}{\left|\dot{D}_{Y0i(n)}\right|}.$$

Анализ результатов измерений показал, что изменения параметров режимов на высших гармониках имеют вероятностный характер. На рис. 3.33 на комплексной плоскости представлено облако измеренных значений напряжения 5-й гармоники фазы А одной из тяговых подстанций, которое показывает широкий диапазон изменения величин и фаз напряжения.

Для учета вероятностного характера $K_{U(n)}$ и ГМИ введены величины, соответствующие вероятности 95 %: $GK_{U(n)}$ – верхнее значение для $K_{U(n)}$, $GD_{Gi(n)}$ – верхнее значение для ГМИ.

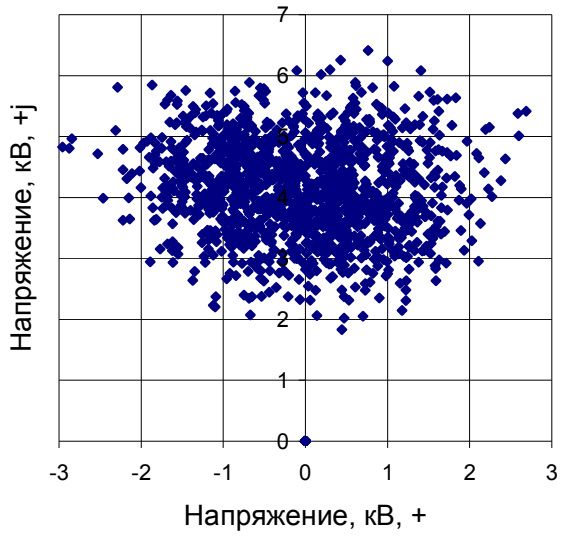


Рис. 3.33. Облако измеренных значений напряжения 5-й гармоники.

Результаты измерения также показали, что режимы на высших гармониках несимметричны. Для учета несимметрии параметров режима введены обобщенные параметры $K_{U(n)}$ и ГМИ, которые представляют собой максимальные значения из величин параметров трех фаз

$$GK_{Ui(n)} = \max(GK_{UAi(n)}, GK_{UBi(n)}, GK_{UCi(n)}),$$
$$GD_{Gi(n)} = \max(GD_{GAi(n)}, GD_{GBi(n)}, GD_{GCi(n)}).$$

В измеренных токах и напряжениях превышены нормативные значения $K_{U(n)}$ на гармониках 3, 5, 7, 9, 11, 13, 17, 19, 23, 25-й, поэтому расчеты режимов высших гармоник должны проводиться для этих гармоник.

При измерениях показателей проводились также специальные эксперименты, при которых отключались отдельные элементы сети, например линии 110–500 кВ, трансформаторы и автотрансформаторы, нагрузки, конденсаторные батареи, используемые для компенсации реактивной мощности. Оказалось, что изменения схемы и состава сети могут очень сильно влиять на величины $K_{U(n)}$. Исследованиями установлено, что в период летнего минимума нагрузки уровень напряжений высших гармоник в узлах сети выше, чем в период зимнего максимума, поэтому при анализе режимов высших гармоник необходимо учитывать многообразие возможных режимов на высших гармониках.

3.7.5. Моделирование электрической сети для анализа режимов высших гармоник

При определении параметров источников тока сети и нагрузки, указанных в 3.7.4, в сложной электрической сети сеть задается узлами, связями между узлами и шунтами. Для каждой гармоники составляется матрица узловых проводимостей $Y_{(n)}$. Путем обращения матрицы $Y_{(n)}$ рассчитывается матрица узловых сопротивлений $Z_{(n)}$, с помощью элементов которой вычисляются коэффициенты распределения тока и эквивалентные проводимости

$$\dot{K}_{ji(n)} = Z_{ji(n)} / Z_{ii(n)},$$
$$Y_{i(n)} = 1/Z_{ii(n)}.$$

Величина $K_{U(n)}$ определяется как

$$K_{Ui(n)} = 100\frac{\left|\sum_{j=1}^{m} \dot{I}_{j(n)}\dot{K}_{j(n)}\dot{K}_{ji(n)}\right|}{U_{i(1)}Y_{i(n)}},$$

где $\dot{I}_{j(n)}$ – генерация тока нелинейной нагрузкой узла j;

$\dot{K}_{j(n)} = \cos(n\varphi_{j(1)}) + j\sin(n\varphi_{j(1)})$ – коэффициент, учитывающий фазу напряжения первой гармоники узла j; $\dot{K}_{ji(n)}$ – коэффициент распределения тока из узла j в узел i; $U_{i(1)}$ – напряжение первой гармоники узла i; $Y_{i(n)}$ – входная проводимость узла i.

Используя определения, введенные в п.3.5.4.

$$K_{Ui(n)} = \frac{\left|\sum_{j=1}^{m} \dot{D}_{Gji(n)}\right|}{D_{Yi(n)}}.$$

Следует отметить, что фазы источников высших гармоник задаются относительно перехода через ноль напряжения первой гармоники фазы А узла подключения нагрузки. Так как токи и напряжения являются вероятностными комплексными величинами, то в расчетах используются параметры распределения случайных значений – средние значения, дисперсии, ковариации. Проводимости шунтов и связей задаются в виде частотных характеристик. Искажающие нагрузки задаются в виде параметров распределения комплексных значений ГМИ.

Представленные выше подходы к моделированию и анализу режимов высших гармоник положены в основу методического обеспечения программно-вычислительного комплекса Гармоники, написанного на языке Фортран. В качестве примера на рис. 3.34–3.36 показано применение введенных параметров для анализа режимов высших гармоник в сети 220 кВ, питающей тяговые подстанции на участке ВСЖД длиной около 900 км. Параметры, использованные при построении графиков, вычислены с помощью комплекса Гармоники. На рис. 3.34 приведены кривые изменения $K_{U(n)}$ и K_U, из которых видно, что в некоторых узлах сети превышены нормально допустимые значения K_U равные 2 % и $K_{U(3)}$ и $K_{U(5)}$, равные 1,5 %. Из рис. 3.35 видно, что причиной увеличения $K_{U(5)}$ на участке сети 600–900 км является уменьшение $D_{Yi(5)}$. Кривая $D_{b(5)}$ на рис. 3.36 показывает, что причиной уменьшения $D_{Yi(5)}$ является уменьшение реактивной составляющей ВМИ, обусловленное резонансом. Кривая $D_{b(5)}$ пересекает горизонтальную ось, т.е. происходит смена знака, что говорит о резонансах в сети. *Ku*

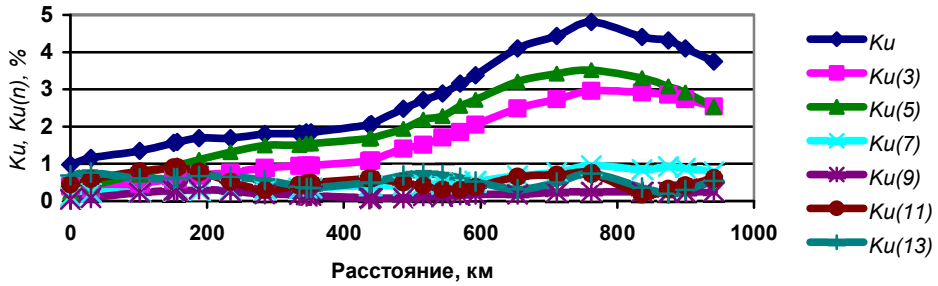


Рис. 3.34. $K_{U(n)}$ в анализируемой сети.

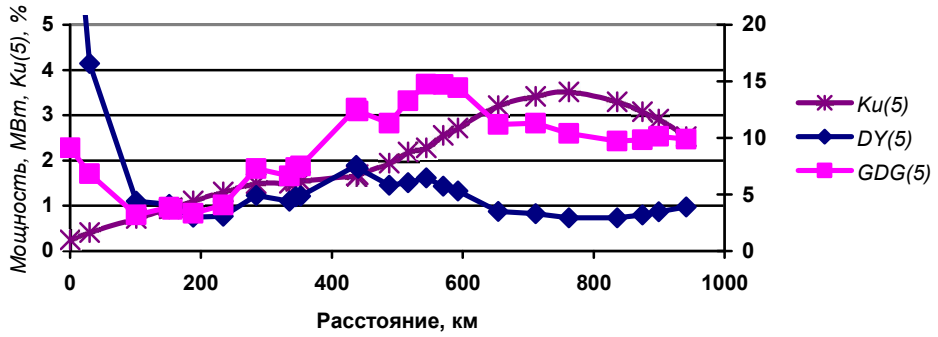


Рис. 3.35. $K_{U(5)}$, $D_{Y(5)}$, $D_{G(5)}$ в анализируемой сети.

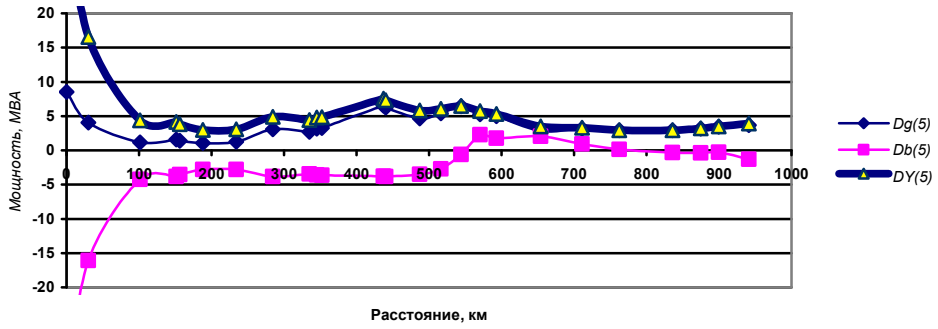


Рис. 3.36. $D_{G(5)}$, $D_{Y(5)}$, $D_{b(5)}$ в анализируемой сети.

3.7.6. Определение параметров элементов сети на высших гармониках по результатам измерений

Измеренные параметры режимов высших гармоник позволяют определить некоторые параметры элементов сети. Например, разработаны методики определения входных сопротивлений узлов сети, модели нелинейных нагрузок. Для этого используется подход, состоящий в разделении изменений комплексных величин токов и напряжений высших гармоник на быстрые и медленные изменения. Методики реализованы в виде EXCEL-программ.

Анализ измеренных токов и напряжений высших гармоник за продолжительный интервал времени показывает, что медленные изменения обусловлены работой электрической системы на основной частоте, например интенсивностью движения поездов. Такие изменения токов и напряжений связаны с изменениями режима в течение суток. Быстрые изменения параметров происходят в интервале времени 5–10 мин. Они связаны с работой регуляторов тока на алюминиевых заводах и также движением поездов. В исследованиях режимов высших гармоник используется частота разделения равная 0,000278 Гц, что соответствует периоду 3600 с. Для разделения изменений параметров используется фильтр низкой частоты Баттервотра 4-го порядка с частотой среза 0,0015 рад/с. По корреляции между токами и напряжениями при быстрых изменениях можно определить входные сопротивления узлов сети и нагрузок. На рис. 3.37 приведены изменения комплексных напряжений 5-й гармоники и ее медленной составляющей на шинах высокого напряжения одной из тяговых подстанций.

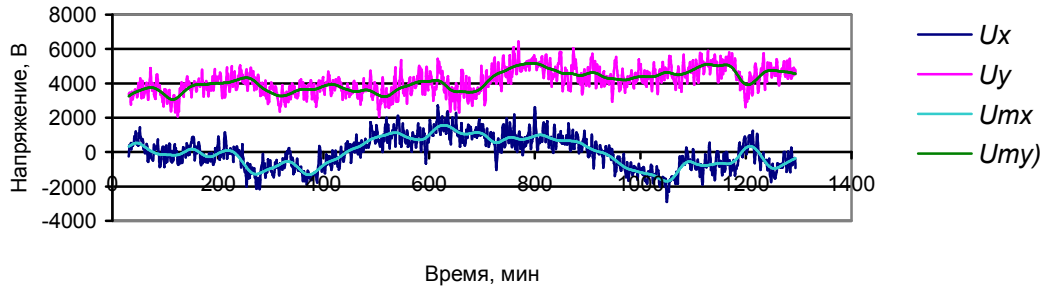


Рис. 3.37. Изменения проекций на оси комплексной плоскости напряжения 5-й гармоники и его медленной составляющей.

Входные сопротивления узлов сети определяются с помощью параметров распределения быстрых составляющих токов и напряжений высших гармоник по выражениям

$$r_{s(n)} = \frac{C\dot{U}}{C\dot{I}}(K_r \pm \varepsilon_r),$$

$$x_{s(n)} = \frac{C\dot{U}}{C\dot{I}}(K_x \pm \varepsilon_x),$$

где $C\dot{U} = \sqrt{DU_x^2 + DU_y^2}$, $C\dot{I} = \sqrt{DI_x^2 + DI_y^2}$ – стандартные отклонения комплексных значений напряжений и токов,

$K_r = \dfrac{\mathrm{cov}(I_x, U_x) - \mathrm{cov}(I_y, U_y)}{C\dot{U}C\dot{I}}$, $K_x = \dfrac{\mathrm{cov}(I_x, U_y) - \mathrm{cov}(I_y, U_x)}{C\dot{U}C\dot{I}}$ – коэффициенты корреляции между комплексными значениями токов и напряжений, соответствующие активному и индуктивному сопротивлениям ε_r, ε_x – отклонения корреляции от средних значений, U_x, U_y, I_x, I_y – проекции векторов тока и напряжения на оси комплексной плоскости.

Полное входное сопротивление узла сети и ВМИ определяются по выражениям

$$z_{s(n)} = \sqrt{r_{s(n)}^2 + x_{s(n)}^2}, \quad D_{Y(n)} = 0.01U_{(1)}^2 / z_{s(n)}.$$

На рис 3.38 приведены кривые изменения ВМИ и ее активной и реактивной составляющей на различных гармониках, полученные по предложенной методике.

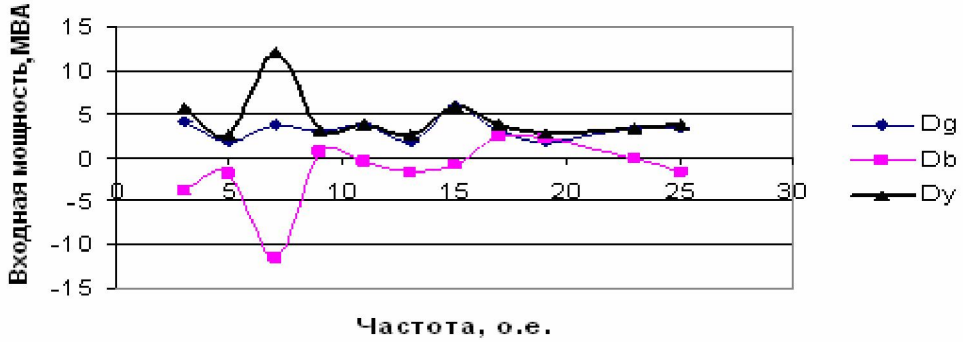


Рис. 3.8. Частотные характеристики ВМИ фазы А в узле присоединения одной из тяговых подстанций.

3.7.7. Основные результаты исследования свойств режимов высших гармоник в сетях высокого напряжения

Исследования свойств режимов высших гармоник, полученные в результате экспериментов в сетях и с помощью комплекса Гармоники показали, что режимы на высших гармониках отличаются от режимов на основной частоте. Основные их особенности заключаются в следующем:

- токи высших гармоник от нелинейных нагрузок распространяются на сотни и тысячи километров по протяженным сетям высокого напряжения;
- изменения значений $K_{U(n)}$ во времени имеют вероятностный характер и могут быть значительными;
- токи и напряжения высших гармоник являются комплексными величинами, распределение их случайных напряжений близко к нормальному, а распределение токов отличается от нормального;
- коммутации в сети могут приводить к значительным изменениям $K_{U(n)}$, в том числе в узлах сети, удаленных от места коммутации на сотни километров;
- увеличение $K_{U(n)}$ в узле сети, вызванное подключением нелинейной нагрузки, зависит от расположения узла в сети;
- в сетях высокого напряжения проявляются волновые свойства, приводящие к увеличению $K_{U(n)}$ в узлах сети, и резонансные режимы;
- режимы высших гармоник являются несимметричными, $K_{U(n)}$ в фазах могут значительно отличаться по величине.

3.7.8. Централизованное снижение напряжений высших гармоник в узлах сети с распределенной нелинейной нагрузкой с помощью пассивных фильтров

В настоящее время хорошо известны и реализованы способы снижения напряжений высших гармоник, вызываемых сосредоточенными нелинейными нагрузками большой мощности, например, алюминиевыми заводами [336, 339 и др.]. При сосредоточенной нелинейной нагрузке мероприятия по снижению напряжений высших гармоник выполняются на самой нелинейной нагрузке или в узле ее присоединения к питающей сети. Но в электрических сетях имеется много нелинейных нагрузок различных мощностей, распределенных по сети. При распределенных нелинейных нагрузках наиболее подходящим является подход, при котором мероприятия по снижению напряжений высших гармоник выполняются централизованно. В публикациях [337, 338, 340,

341] отмечаются значительные преимущества централизованного подхода, в том числе экономические. В качестве преимуществ приводится следующее:

- при большом количестве фильтров при изменениях в сети возможно направление токов высших гармоник, которое приведет к перегрузке одного или нескольких фильтров и выходу их из строя, повреждение одного малого фильтра может вызвать повреждение другого, т.е. эффект домино, более значимо препятствовать таким условиям и корректировать их с одним большим фильтром;
- для различных нештатных ситуаций, резонансных условий, аварийных режимов, расширения сети и изменения нагрузок корректировка работы одного фильтра может быть более удобной и эффективной;
- только одна бригада ответственна за эксплуатацию и ремонт фильтра, имеет доступ ко всей необходимой информации сети, топологии, характеристикам нагрузок, осуществляет мониторинг и поддержку качества электрической энергии, в случае повреждений время ремонта одного фильтра значительно сокращается.

В [337] также отмечается, что для ряда случаев, учитывая меньшую стоимость и меньшие требуемые площади, заслуживает рассмотрения централизованная система снижения напряжений высших гармоник, даже если она для отдельных гармоник будет менее эффективна. С такими аргументами трудно не согласиться.

В [338] приводится методология выбора пассивных фильтров для радиальной распределительной сети напряжением 12-23 кВ, в которой имеется большое количество нелинейных нагрузок небольшой мощности. По мнению авторов [338], в таких электрических сетях фильтр, настроенный на одну гармонику, должен устанавливаться в узле, где имеет место наибольшее напряжение гармоники. Подходящие узлы находятся, как правило, в конце питающей линии или вблизи конца, а также в узле присоединения конденсаторной батареи. Место размещения фильтра должно быть выбрано таким, чтобы обеспечить снижение напряжения гармоники на смежных питающих линиях. В [341] рассматривается снижение напряжений высших гармоник в 18-узловой сети напряжением 12,5 кВ, путем размещения пассивных фильтров в некоторых узлах, в которых установлены конденсаторные батареи. Для выбора наиболее подходящих узлов проводится анализ чувствительности. В [338, 340, 341] используются пассивные фильтры, настроенные на одну частоту, состоящие из конденсатора и реактора, соединенных последовательно. Иногда к ним добавляется активное сопротивление.

К распределенным нелинейным нагрузкам большой мощности относятся тяговые нагрузки железной дороги. Железная дорога и электрическая сеть, питающая ее, имеют большую протяженность. Тяговые подстанции находятся на расстоянии 40–60 км друг от друга. Они получают электрическую энергию от сети переменного тока напряжением 110–220 кВ. Каждый участок железной дороги между двумя подстанциями получает электрическую энергию с двух сторон. На тяговых подстанциях установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 40 МВА. Тяговая нагрузка питается от обмотки среднего напряжения 27,5 кВ. Нелинейным устройством тяговой нагрузки является двигатель постоянного тока электровоза. Двигатель получает электрическую энергию через однофазную двухпульсную схему выпрямления. Несинусоидальный ток, потребляемый двигателем, протекает по сети высокого напряжения, создает несинусоидальные падения напряжения, форма кривой напряжения в точке присоединения тяговой подстанции к питающей сети искажается, возникают высшие гармоники. Напряжения высших гармоник в узлах присоединения тяговых подстанций превышают требования, установленные российским стандартом [322]. Снизить их можно лишь с помощью фильтров С-типа, которые устанавливаются на шинах 220 кВ. Пассивный фильтр С-

типа отличается от одночастотных настроенных фильтров значительно меньшими потерями на основной частоте [299].

При централизованном подходе для любой сети с несколькими нелинейными нагрузками может быть предложено несколько вариантов фильтров *n*-й гармоники, отличающихся как по количеству фильтров, так и по размещению их в сети. При выборе варианта следует стремиться к наименьшему количеству фильтров и наименьшему количеству узлов, в которых предполагается установить фильтры. Следует отдавать предпочтение тем вариантам фильтров и узлов, в которых он:

- распространяет свое действие на большее количество соседних узлов,
- меньшает напряжения высших гармоник в узлах сети на большую величину,
- имеет наименьшие потери активной мощности.

Определение параметров фильтра С-типа. Схема фильтра С-типа приведена на рис. 3.39. Параметры фильтра (X_{C1}, X_{C2}, X_L, R_L, R) должны выбираться таким образом, чтобы обеспечить в узле желаемые напряжения высших гармоник U_{nF} или желаемые величины коэффициента *n*-й гармонической составляющей $K_{U(n)F}$.

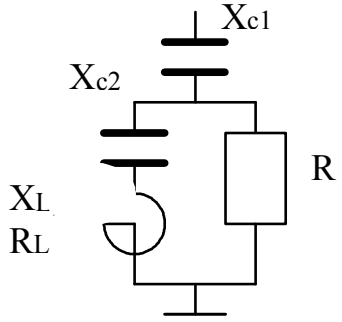


Рис. 3.39. Принципиальная схема фильтра С-типа.

В качестве желаемой может быть принята величина $K_{U(n)F}$, равная (0,5–1,2) $K_{U(n)N}$, где $K_{U(n)N}$ – допустимое значение показателя $K_{U(n)}$ [322]. Если относительно некоторого узла электрическую сеть и нагрузку на n-й гармонике представить в виде источников тока с проводимостями, то напряжение U_n в узле определится из выражения

$$\dot{U}_n = \frac{\dot{I}_{nS} + \dot{I}_{nL}}{Y_{nS} + Y_{nL}}, \tag{3.112}$$

где $\dot{I}_{nS}$, $\dot{I}_{nL}$ – токи источников тока сети и нагрузки, $Y_{nS} = g_{nS} + jb_{nS}$, $Y_{nL} = g_{nL} + jb_{nL}$ – проводимости источников тока сети и нагрузки.

Для снижения напряжения необходимо увеличить знаменатель, что может быть достигнуто с помощью проводимости Y_{nF} фильтра

$$\dot{U}_{nF} = \frac{\dot{I}_{nS} + \dot{I}_{nL}}{Y_{nS} + Y_{nL} + Y_{nF}}. \tag{3.113}$$

В [67] в качестве проводимости Y_{nF} предложено использовать активную проводимость. Тогда фильтр на *n*-й гармонике должен иметь определенный размер входного сопротивления R_{nF}, обеспечивающий снижение напряжения *n*-й гармоники. Сопро-

тивление R_F может быть определено при совместном использовании выражений (3.112) и (3.113)

$$R_{nF} = \frac{K_{U(n)F}}{(K_{U(n)} - K_{U(n)F})\sqrt{(g_{nS}+g_{nL})^2 + (b_{nS} + b_{nL})^2}}\ , \qquad (3.114)$$

где $K_{U(n)}$, $K_{U(n)F}$ – показатели в узле без фильтра и с фильтром.

На основной частоте фильтр является источником реактивной мощности Q_{C1} для поддержания напряжения основной частоты U_1. Для его определения может быть проведен расчет режима на основной частоте или использованы годовые графики реактивной мощности, потребляемой нагрузкой. На настраиваемой n-й гармонике фильтр снижает напряжение n-й гармоники. Активные сопротивления конденсаторов фильтра не учитываются. Параметры фильтра определяются при выполнении следующих условий:

- на основной частоте фильтр генерирует реактивную мощность Q_{C1},
- для уменьшения потерь мощности на основной частоте $X_L = -X_{C2}$,
- на n-й гармонике входное реактивное сопротивление фильтра равно нулю, входное активное сопротивление фильтра равно R_{nF}.

Дополнительно задается добротность реактора на резонансной частоте как отношение $Q_L = \frac{X_L}{R_L}$. Активные сопротивления на n-й гармонике принимаются равными сопротивлению на основной частоте. Для вычисления параметров фильтра используется выражение для полного входного сопротивления фильтра на n-й гармонике

$$Z_{nF} = \frac{(R_L + jX_{nL} - jX_{nC2})R}{(R_L + R) + j(X_{nL} - X_{nC2})} - jX_{nC1}, \qquad (3.115)$$

где $X_{nL} = nX_L$, $X_{nC1} = \frac{X_{C1}}{n}$, $X_{nC2} = \frac{X_{C2}}{n}$.

После преобразований (3.115) с учетом вышеперечисленных условий получаются следующие математические выражения для определения параметров фильтра:

$$X_{C1} = \sqrt{3}U_1 / Q_{C1},$$
$$X_L = (k^2 + (B+q)^2)X_{C1}/(B^2 kn),$$
$$X_{C2} = -X_L,$$
$$R_L = (k^2 + (B+q)^2)X_{C1}q/(B^2 kn),$$
$$R = X_L B,$$
$$k = (n^2 - 1)/n,$$
$$q = R_L / X_L,$$
$$B = (k^2 + q^2)X_{C1}/(R_{nF}kn - qX_{C1}).$$

Порядок выбора фильтров. Пусть имеется электрическая сеть с нелинейными нагрузками, распределенными по сети. По результатам замеров показателей $K_{U(n)}$ и K_U установлено, что в некоторых узлах на нескольких гармониках превышены нормативные значения [332]. Применяя централизованный подход, необходимо выбрать фильтры С-типа для снижения значений $K_{U(n)}$ и K_U в заданных узлах сети. Выбор фильтров проводится начиная с наименьшего номера гармоники и состоит из несколь-

ких этапов: выбор расчетного режима сети, выбор узла для установки фильтра, вычисление параметров фильтра, проверка эффективности, выбранных фильтров.

Выбор расчетного режима сети. В качестве расчетного режима принимается режим с максимальными $K_{U(n)}$. Для его определения проводится расчет показателей $K_{U(n)}$ в узлах для различных конфигураций сети, включая ремонтные, а также режимы с максимальными и минимальными нагрузками, с включенными и отключенными конденсаторными батареями. Составляется список узлов, в которых превышены нормативные значения показателей. Эти узлы являются претендентами на установку фильтров. В качестве расчетного может быть выбран нормальный эксплуатационный режим, но с обязательной проверкой эффективности фильтров в возможных режимах сети.

Выбор узла для установки фильтра. Для выбора узла из списка претендентов предлагается использовать пробный фильтр. Идея его состоит в том, что пассивный фильтр на гармонике, на которую он настраивается, представляет собой активное сопротивление R_{nF}, изменяющее свойства сети в нужном направлении для снижения напряжений высших гармоник. Активное сопротивление пробного фильтра может быть равно 10 или 100 Ом и т.д. Порядок выбора узла следующий: пробный фильтр последовательно устанавливается в каждый претендующий узел, рассчитывается режим сети на анализируемой гармонике, определяется количество узлов и величины, на которые снижены напряжения в узлах. После расчета режимов с пробным фильтром во всех претендующих узлах сети проводится сравнительный анализ, в результате определяется узел, установка фильтра в котором дает наибольшее снижение напряжения высшей гармоники в наибольшем количестве узлов. Для сравнительного анализа очень эффективно представлять полученные результаты в виде графиков, что показано ниже в примере.

Вычисление параметров фильтра. Для выбранного узла с учетом заданных величин U_1, Q_{C1}, $K_{U(n)}$, $K_{U(n)F}$ по выражению (3.114) вычисляется R_{nF} и затем параметры фильтра по приведенным выше выражениям.

Проверка эффективности выбранного фильтра. Проводятся расчеты различных возможных режимов сети с выбранным фильтром, чтобы оценить его действие по снижению напряжений высших гармоник в тех узлах, для которых фильтр предназначен. Если с помощью одного фильтра не удается получить желаемый результат, то возможна установка еще одного фильтра для тех узлов, в которых не удалось снизить напряжения высших гармоник. Выше уже отмечалось, что выбор фильтров – это процедура многовариантная, поэтому может возникнуть необходимость рассмотреть несколько вариантов фильтров. Для остальных гармоник процедура выбора фильтров повторяется, но уже с учетом выбранных фильтров.

Пример фильтров для реальной сети. В качестве примера приводятся результаты выбора фильтров для централизованного снижения напряжений высших гармоник в узлах реальной сети 220 кВ длиной около 900 км. Сеть питает 23 тяговые подстанции. На семи тяговых подстанциях проведены измерения параметров режима и показателей $K_{U(n)}$ и K_U. Результаты измерений $K_{U(n)}$ и K_U приведены в табл. 3.5. Здесь же приведены нормально допустимые значения для $K_{U(n)}$ и K_U, установленные в [332]. Жирным шрифтом выделены измеренные величины $K_{U(n)}$ и K_U, превысившие нормально допустимые значения. Превышения допустимых значений $K_{U(n)}$ и K_U имеют место на 4-х подстанциях.

Таблица 3.5. **Измеренные $K_{U(n)}$ и K_U, %**

Номер узла	K_U	$K_{U(3)}$	$K_{U(5)}$	$K_{U(7)}$
1	1,99	0,76	1,34	0,92
2	1,92	0,84	1,13	0,81
3	1,91	0,89	1,02	0,70
6	**2,54**	1,00	**2,32**	0,76
12	**2,01**	**1,71**	1,22	0,69
13	**2,86**	**2,00**	**2,07**	0,82
14	**3,09**	**2,06**	**2,27**	0,96
Нормы	2,0	1,5	1,5	1,0

Для оценки величин $K_{U(n)}$ и K_U в узлах присоединения других тяговых подстанций проведены расчеты с помощью комплекса Гармоники [67]. На рис. 3.40 представлены $K_{U(n)}$ и K_U, вычисленные для всех 23 узлов сети. Из диаграммы видно, что превышены допустимые значения $K_{U(3)}$ в 8-и узлах, $K_{U(5)}$ – в 12-и, $K_{U(7)}$ – в 4-х, K_U – в 13-и. Все эти узлы включены в списки узлов, претендующих на установку фильтров.

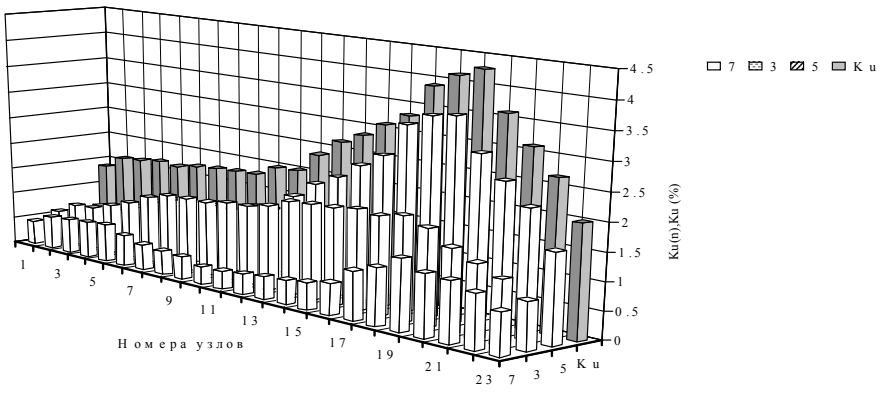


Рис. 3.40. $K_{U(n)}$ и K_U в узлах сети без фильтров.

В качестве расчетного режима принят нормальный эксплуатационный режим, в котором тяговые подстанции получают питание с двух сторон. Для определения узлов для установки фильтров используется пробный фильтр. Рис. 3.41 иллюстрирует применение пробного фильтра для поиска узла для фильтра 5-й гармоники. Из кривых видно, что наилучшие результаты по снижению $K_{U(5)}$ дает фильтр, установленный в узле 17.

Аналогичным образом выбирался узел для установки фильтров 3 и 7-ой гармоник. В результате расчетов получено, что все фильтры должны быть установлены в узле 17. В табл. 3.6 приведены параметры всех фильтров. На рис. 3.42 представлены величины $K_{U(n)}$ в узлах сети с выбранными фильтрами для расчетного режима сети.

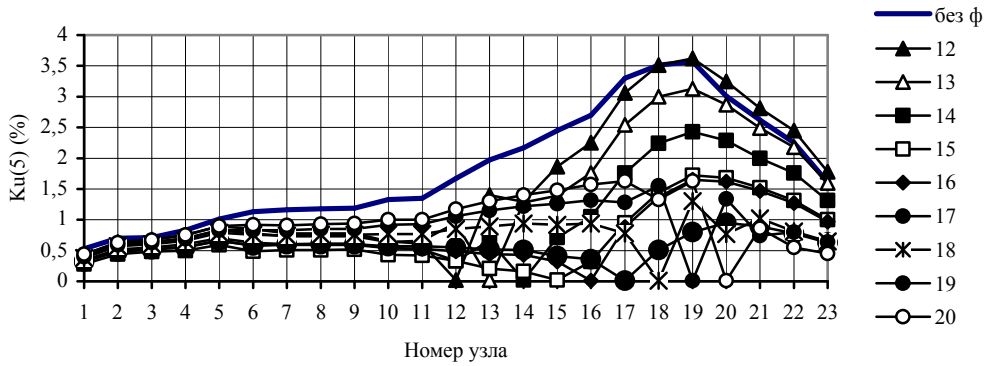


Рис. 3.41. Изменения $K_{U(5)}$ в узлах сети с пробным фильтром.

Таблица 3.6. **Параметры фильтров**

Параметр	Гармоника		
	3-я	5-я	7-я
Q_{C1}, МВАр	4	3	3
X_{C1}, Ом	12100	16133	16133
X_L, Ом	1514	673	337
R_L, Ом	25	11	6
X_{C2}, Ом	1514	673	337
R, Ом	170200	182070	40954

Для оценки эффективности фильтров проведены расчеты 18 режимов сети. В каждом из них изменялась конфигурация сети путем отключения линии, питающей одну из тяговых подстанций, вычислялись величины показателей $K_{U(3)}$, $K_{U(5)}$, $K_{U(7)}$ в узлах всей сети. В результате получено, что на 3-й и 5-й гармониках только в двух режимах из 18 не произошло снижения показателей $K_{U(3)}$ и $K_{U(5)}$ до желаемых значений, на 7-й гармонике к тем же двум режимам добавился еще один. В целом результат получен хороший. Он показал возможность централизованного снижения напряжений высших гармоник в узлах сети, питающей тяговые подстанции.

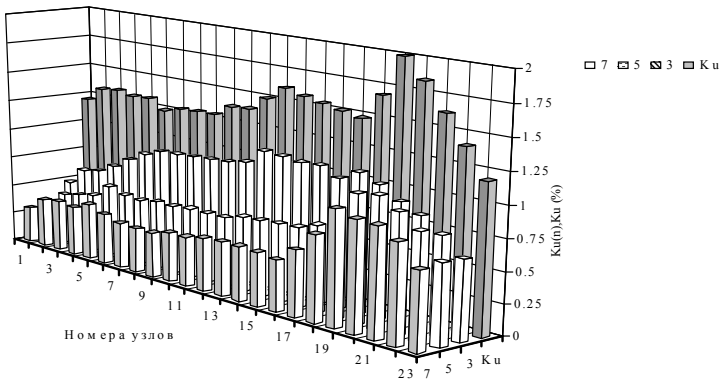


Рис. 3.40. $K_{U(n)}$ и K_U в узлах сети с фильтрами.

3.8. Исследование переходных процессов электроэнергетических систем и управление ими

Предыстория. Проблемы исследования электромеханических переходных процессов в ЭЭС с целью оценки и обеспечения устойчивости этих систем возникли в конце 1920-х – начале 1930-х годов в связи с формированием ЭЭС, включающих параллельно работающие на общую электрическую сеть электростанции и получающих от этой сети электроэнергию потребителей. Теория электромеханических переходных процессов в ЭЭС сформировалась в СССР в 1930-е – 1950-е годы А.А. Горевым [342], С.А. Лебедевым, П.С. Ждановым [343], В.А. Вениковым [344] и др. За рубежом формирование основ теории электромеханических переходных процессов в ЭЭС в этот период связано с именами R. Park [345], F.R. Longley [346], E.W. Kimbark [347] и др.

В рассматриваемый период определены особенности проблем устойчивости ЭЭС при малых (статическая устойчивость) и больших (динамическая устойчивость) возмущениях. Сформировались критерии и методы оценки устойчивости – практический критерий статической устойчивости, методы площадей для оценки динамической устойчивости, последовательных интервалов для численного интегрирования дифференциального уравнения движения синхронной машины, функций Ляпунова для оценки устойчивости ЭЭС и др. В качестве средств исследования электромеханических переходных процессов ЭЭС использовались физические модели систем (электродинамические, статические сетевые), аналоговые вычислительные машины, а во многих случаях механические калькуляторы.

Качественно новые возможности исследования электромеханических переходных процессов в ЭЭС и управления ими возникли с появлением первых электронных вычислительных машин (ЭВМ) в 1950-е годы. В начале 1960-х годов исследования проблем устойчивости ЭЭС начались и в СЭИ СО АН СССР. Рассмотрим становление и развитие основных направлений этих исследований.

Математические модели для исследований электромеханических переходных процессов ЭЭС. В основе всех известных моделей переходных процессов ЭЭС лежит теория электрических сетей, контуры которых находятся в относительном движении благодаря наличию вращающихся машин – синхронных и асинхронных. Однако в полном объеме подобная модель практически не применяется. На рубеже 1930-х годов R. Park [345] и А.А. Горев [348] независимо ввели преобразование фазных координат $\{a, b, c\}$ к координатам $\{d, q, o\}$ и на основе теории двух реакций вывели уравнения переходных процессов синхронной машины, получившие впоследствии название уравнений Парка–Горева. На базе этих уравнений с использованием различных интуитивных допущений, среди которых главное пренебрежение быстропротекающими электромагнитными процессами в статорных цепях электрических машин и объединяющей их электрической сети, получены разнообразные упрощенные модели.

Однако это допущение не имеет однозначной трактовки, поэтому, предпринимались попытки обосновать его, а также некоторые другие численными экспериментами, используя большие вычислительные возможности ЭВМ. Так, в [349, 350] показана правомерность неучета: переходных процессов в обмотках статора электрических машин или, что то же, апериодической слагающей тока статора и периодической слагающей тока ротора; переходных процессов в статических элементах ЭЭС; дополнительных э.д.с., наводимых в статорах электрических машин при отклонении угловой скорости вращения ротора от синхронной (э.д.с. вращения); дополнительных э.д.с., наводимых в контурах статических элементов ЭЭС при отклонении скорости машины от синхронной; активных сопротивлений обмоток статора.

В 1990-е годы вопросы упрощения полной модели получили более четкую трактовку на основе принципа разделения движений на быстрые и медленные, имеющего математическое обоснование в теории дифференциальных уравнений с малыми множителями при производных. С использованием метода разделения движений на основе полной модели получены три класса новых математических моделей динамики ЭЭС [25, 351, 352,]:

1. Модель быстрых электромагнитных процессов в статорной цепи. Указанные процессы рассматриваются при постоянстве потокосцеплений всех роторных контуров синхронных и асинхронных машин независимо от наличия автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) синхронных машин, а также взаимных углов между роторами синхронных машин.

2. Модель медленных электромеханических процессов при учете изменений частоты э.д.с. Учитывает все переходные процессы, за исключением статорной цепи, которая описывается уравнениями квазиустановившегося режима с учетом изменения общей частоты для всех действующих в статорной цепи э.д.с. В качестве общей частоты принимается средневзвешенная по постоянным инерции частота вращения роторов синхронных машин. Это основная модель для исследования электромеханических переходных процессов и устойчивости ЭЭС [353].

3. Модель сверхмедленного движения, определяющая движение центра механической инерции системы, угловая скорость (частота) которого представляется в виде средневзвешенной по постоянным инерции частоты вращения всех синхронных и асинхронных машин, что дает возможность не выделять асинхронные машины в составе нагрузки узла, а учитывать их в результирующих статических характеристиках нагрузки.

Первичное описание АРВ синхронных машин принято задавать на основе операторных передаточных функций. В расчетах переходных процессов ЭЭС обычно применяется упрощенное моделирование АРВ инерционным звеном первого порядка, а дифференцирующие звенья заменяются производными входных сигналов. При этом не учитываются возможные скачки производных при коммутациях, а также некорректно учитываются начальные условия в уравнении регулятора, которые тоже должны изменяться скачками. В [354] разработан универсальный метод получения уравнений АРВ в форме уравнений состояния, причем минимально возможного дифференциального порядка. Рассмотрены особенности учета скачков входных сигналов АРВ и их производных при коммутациях в ЭЭС.

В 1970-е – 1980-е годы в связи с анализом каскадных аварий в ЭЭС [355] возникала необходимость моделирования длительных переходных процессов. В общем случае длительный переходный процесс можно разделить на три стадии [120, 356].

На первой стадии определяющими являются взаимные движения роторов синхронных машин, при этом существенное влияние на характер этих движений оказывают медленные составляющие электромагнитных переходных процессов в обмотках ротора, динамика регулирования возбуждения синхронных машин и динамические характеристики нагрузок, а в последующем и динамика первичного регулирования скорости. Определенную роль на этой стадии играют также быстрые составляющие термодинамических процессов на тепловых электростанциях, особенно при использовании экстренного регулирования турбин для обеспечения динамической устойчивости ЭЭС.

На характер процессов первой стадии значительное воздействие оказывают, с одной стороны, отказы и неправильные действия релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), усугубляя ситуацию, а с другой − правильная работа этих устройств, способствующая прекращению развития аварии. Учитывая многообразие устройств РЗ и ПА, предложен подход к их моделированию на основе представления конкретных устройств совокупностью элементарных звеньев (звено запаздывания, сумма-

тор, интегратор и др.) и связей между ними [357]. В [358] разработаны методы формирования сценариев возможных множественных отказов в ЭЭС на основе нормативных возмущений и псевдослучайного перебора случайных возмущений, а также моделирования противоаварийной автоматики на основе универсальных информационных объектных моделей.

При неблагоприятном развитии событий сразу же на первой стадии переходного процесса возникает значительный небаланс мощности. Это предопределяет значительные изменения частоты в системе уже на первых секундах переходного процесса. Из всего этого очевидно, что первой стадии переходного процесса соответствует вторая модель из трех, описанных выше.

При сохранении динамической устойчивости процесс в ЭЭС переходит на вторую стадию, когда имеют значение термодинамические процессы на тепловых и атомных электростанциях и динамика вторичного регулирования скорости вращения агрегатов. К началу этой стадии уже затухают медленные составляющие электромагнитных процессов, а затем и взаимные колебания роторов синхронных машин. Динамика поведения нагрузки имеет значение лишь в начале второй стадии. Очевидно, что этой стадии соответствует третья модель из представленных выше трех моделей.

По мере перехода к третьей стадии процесса затухают быстрые составляющие термодинамических процессов и динамика вторичного регулирования скорости генераторов, а начинают все больше сказываться процессы в системе АРЧМ и динамика ввода оперативного резерва (пуск гидрогенераторов и других маневренных источников, нагружение включенной составляющей оперативного резерва на ТЭС и т.д.).

Таким образом, если на первой стадии переходного процесса при большом небалансе мощности определяющую роль играют межмашинные колебания, то на второй по мере их затухания имеет место либо переходный процесс единой для всей системы частоты (или собственных частот для разделившихся подсистем), либо многочастотные колебания между отдельными подсистемами ЭЭС. На третьей стадии в ЭЭС или разделившихся ее частях многочастотные колебания затухают и происходит процесс стабилизации единой частоты. При этом на динамику поведения ЭЭС на второй и третьей стадиях накладываются действия ПА и персонала по прекращению развития и ликвидации аварии.

По ходу развития длительного переходного процесса в ЭЭС возможно возникновение новых возмущений, а кроме того, действуют разнообразные устройства ПА, вносящие возмущения в динамический процесс, поэтому в зависимости от конкретных условий может происходить возврат от второй и третьей стадий переходного процесса к первой или от третьей ко второй.

Динамическое эквивалентирование моделей ЭЭС. Изложенные подходы обоснованного неучета отдельных факторов на различных стадиях переходного процесса и при разных условиях позволяют упростить математическую модель переходных процессов ЭЭС. Дальнейшее упрощение модели возможно путем динамического эквивалентирования.

Схему замещения ЭЭС во многих случаях можно упростить за счет наличия симметрии и подобия отдельных участков. Типичным примером симметрии является электростанция с однотипными агрегатами, работающими в одинаковых режимах, что позволяет представить всю станцию одним эквивалентным генератором, в том числе и для полной модели ЭЭС [359].

Особое значение имеет возможность укрупненного представления нагрузок, значительную долю которых составляют асинхронные двигатели. Нагрузка ЭЭС обычно состоит из огромного числа мелких потребителей, учесть которые во всем их многообразии не представляется возможным. Вместе с тем многообразие типов асинхронного

привода не столь значительно. Более того, даже различные по мощности и по исполнению двигатели могут иметь близкие относительные характеристики. Это позволяет представить асинхронную часть нагрузки крупных подстанций небольшим числом (или даже одним) эквивалентных асинхронных двигателей [359]. То же самое относится и к нагрузке в виде синхронных двигателей. Что касается статической части нагрузки, то учитывая малость сопротивлений распределительной сети по сравнению с сопротивлением самой нагрузки, ее можно приближенно представить параллельным соединением активного сопротивления и емкости, отражающими соответственно активную нагрузку и батареи статических конденсаторов, обычно применяемых для компенсации реактивной мощности асинхронных двигателей. При наличии индуктивной статической нагрузки она учитывается аналогично.

Полученная математическая модель динамики ЭЭС может оказаться все еще достаточно сложной, поэтому широкое применение находит подход к упрощению модели ЭЭС на основе представлений о когерентности (синфазности) движения отдельных групп синхронных машин. В реальных условиях идеальная (абсолютная) когерентность встречается редко, но в некоторых подсистемах ЭЭС движение синхронных машин может быть близко к когерентному. Такие почти когерентные подсистемы позволяют выявить, в частности, структурные показатели [22, 124, 131] (см. подразд. 3.1).

Условие когерентности движения синхронных машин на основе структурных показателей является достаточно распространенным при динамическом эквивалентировании моделей ЭЭС [360–362 и др.]. Другой подход основан на использовании модального анализа, когда выделяется мода общего движения подсистемы и с ее помощью формируется эквивалент [362, 363 и др.]. При этом опосредованно посредством анализа соотношений собственных чисел определяются подсистемы с движением, близким к когерентному.

В результате каждая когерентная подсистема моделируется одной эквивалентной синхронной машиной и размерность схемы ЭЭС сокращается. Вопрос о погрешностях представления почти когерентного движения синхронных машин когерентным в общем случае остается открытым. На практике допустимая погрешность оценивается на основе опыта исследований.

Следует отметить, что наибольшее распространение рассмотренный подход нашел для простейшей модели ЭЭС, представляемой уравнениями движения синхронных машин и эквивалентной электрической сети. Для обоснования почти когерентного движения синхронных машин в этом случае привлекаются представления о разделении движений на быстрые и медленные следующим образом. Внутригрупповые движения синхронных машин оказываются быстрыми по отношению к межгрупповым движениям центров инерции подсистем, каждая из которых представляется эквивалентной синхронной машиной [362, 364]. Для более сложных моделей даже при идеальной когерентности возникает проблема эквивалентного представления процессов в синхронных машинах, включая АРВ и автоматические регуляторы скорости (АРС). Приближенно такая задача решается на основе методов усреднения [131, 135, 365].

При моделировании длительных переходных процессов ЭЭС проверка когерентности движения синхронных машин в эквивалентируемых подсистемах должна выполняться периодически, а также после существенных изменений структуры системы – отключения генераторов и нагрузок, деления ЭЭС [131].

Из других подходов к моделированию динамики ЭЭС целесообразно отметить так называемую континуальную идеализацию [361] на основе перехода от сосредоточенных параметров системы к распределенным в пространстве, однако этот подход не получил развития и широкого практического применения. Более существенные возможности дает волновой подход [366] на основе специальных преобразований основ-

ных уравнений переходных процессов и выделения локальных, межсистемных и системных мод колебаний. За рубежом в основном развиваются традиционные принципы моделирования ЭЭС в переходных процессах, при этом часто рассматриваются достаточно простые математические модели динамики системы [367–369 и др.].

Исследование статической устойчивости ЭЭС. Под статической устойчивостью понимается устойчивость по Ляпунову установившихся режимов ЭЭС при малых возмущениях. В качестве основного метода анализа служит метод линейного приближения, согласно которому об устойчивости судят по характеру корней характеристического уравнения системы, линеаризованной в исследуемом положении равновесия. Особенностью ЭЭС является высокий дифференциальный порядок, поэтому применение известных алгебраических критериев для анализа корней имеет ограниченное значение, поскольку для таких критериев необходимо получать коэффициенты характеристического полинома, что существующими методами возможно только при невысоких порядках дифференциальных уравнений (n<10). Частотные критерии типа критерия Михайлова тоже эффективны только при сравнительно невысоких порядках. Широко распространенный метод D-разбиения может применяться для выбора настройки регуляторов, но сам по себе не может служить критерием устойчивости [352].

При высоких порядках систем дифференциальных уравнений наиболее эффективными оказываются методы непосредственного вычисления корней. Знание корней позволяет не только решить вопрос об устойчивости, но и наиболее полно исследовать качественные характеристики переходных процессов при малых возмущениях.

Вычисление корней характеристического уравнения можно рассматривать как проблему поиска собственных значений матрицы состояния линеаризованной системы. В этом случае исходная система должна быть приведена к форме уравнений состояния (к нормальной форме Коши). В [359, 370] показано, что дифференциальный порядок уравнений состояния полной модели ЭЭС может определяться неоднозначно и зависеть от выбора системы независимых контуров в переменных состояния.

Второй способ определения корней характеристического уравнения основан на вычислении корней алгебраического уравнения с одним неизвестным. Это не требует приведения исходных уравнений к форме уравнений состояния, а также получения характеристического полинома в явном виде. Достаточно располагать выражением для характеристического определителя. Особенно эффективным и удобным оказывается метод парабол. Его преимущество в том, что он не требует знания производных определителя. На его основе разработан алгоритм вычисления корней характеристического уравнения полной и упрощенных моделей ЭЭС [359].

Современные ЭЭС характеризуются большой сложностью и размерами. Вместе с тем даже для схем сравнительно небольшого объема степень характеристического уравнения полной модели достигает тысячи единиц и более. Но и при неучете переходных процессов в статорной цепи степень характеристического уравнения ЭЭС, содержащей 50 синхронных машин с АРВ и около 100 нагрузок с асинхронными двигателями, составляет порядка 800 ед., поэтому рассмотренный подход, связанный с использованием необходимых и достаточных условий устойчивости, по сути, ограничивается исследовательскими расчетами [352, 359].

С учетом сказанного для сложных ЭЭС важное практическое значение приобретают расчеты на основе критерия апериодической устойчивости, выражающего необходимые условия отсутствия положительных корней. Строго этот критерий выражается в требовании о совпадении знаков свободного члена a_n и коэффициента при старшей степени a_o характеристического уравнения, что можно также выразить в виде положительности отношения a_n/a_o данных коэффициентов, в свою очередь, представляющего свободный член характеристического уравнения в канонической форме.

Долгое время считалось, что независимо от вида модели и формы записи ее уравнений коэффициент при старшей степени характеристического уравнения не может изменить знак, поэтому в качестве критерия апериодической устойчивости предложено использовать перемену знака якобиана уравнений установившегося режима при изменении (утяжелении) режима, начиная от заведомо устойчивого. Принципиальная ограниченность подобных представлений вскрыта в [359]. На примере известного определения избыточных моментов по П.С. Жданову [343] показано, что якобиан не всегда правильно определяет необходимые условия устойчивости полной модели. Кроме того, существуют проблемы назначения заведомо устойчивого режима. В связи с этим, важное значение приобретает установленный в [359] факт положительности в устойчивых режимах якобиана при определенной форме записи уравнений установившегося режима ЭЭС.

Разделение движений в полной модели позволяет говорить об апериодической устойчивости режима по отношению к быстрым и медленным движениям. Совокупность критериев апериодической устойчивости различных моделей позволяет получить более полную информацию о необходимых условиях устойчивости, приближая их к достаточным. В частности, становится возможным выявить неустойчивость при четном количестве положительных корней. Однако независимое применение этих критериев нецелесообразно. Как установлено в [369], коэффициент при старшей степени характеристического уравнения медленных движений является одновременно свободным членом характеристического уравнения соответствующих быстрых движений (при соблюдении определенной формы записи уравнений). Эта взаимосвязь не только позволяет уменьшить объем вычислений, но и дает более близкие к достаточным условия устойчивости по сравнению с независимым применением критериев для каждой модели по отдельности. В таком случае для устойчивости режима от упрощенных моделей требуется не просто положительность a_n/a_o , но и положительность (при определенной форме записи уравнений) a_n и a_o по отдельности.

Особенности расчетов переходных процессов ЭЭС при больших возмущениях. Математическая модель переходных процессов ЭЭС обычно представляет собой совместную систему нелинейных дифференциальных и алгебраических уравнений высокой размерности. Дифференциальные уравнения интегрируются каким-либо численным методом, подсистема алгебраических уравнений решается на шаге интегрирования методом типа Ньютона в нелинейном случае либо исключением по Гауссу в линейном случае.

В 1960–1970-е годы проводились многочисленные исследования по анализу эффективности различных известных тогда методов численного интегрирования. В [349, 357] рассматривались явные одношаговые методы Эйлера, Эйлера–Коши, Рунге–Кутта, Рунге–Кутта–Гилла, а также явные многошаговые методы Адамса, Милна, Хэминга, Релстона. Исследования показали, что с точки зрения точности, затрат машинного времени, экономичности использования оперативной памяти ЭВМ наиболее предпочтительным является метод Адамса.

Трудности численного интегрирования уравнений переходных процессов в ЭЭС связаны не только с большой размерностью, но и с наличием в этих процессах быстрых и медленных составляющих. Данное обстоятельство относит систему дифференциальных уравнений ЭЭС к классу жестких систем, интегрирование которых на больших промежутках времени (что характерно для расчетов динамической устойчивости ЭЭС) требует специальных методов. С развитием в 1970–1980-е годы неявных методов интегрирования они начали использоваться для рассматриваемых задач [371].

С учетом жесткости систем дифференциальных уравнений переходных процессов ЭЭС важное значение имеет априорное разделение движений. При этом непосредст-

венно после коммутации можно проводить численное интегрирование с малым шагом полных уравнений или уравнений быстрых движений обычными методами.

Убедившись в затухании быстрых составляющих, можно перейти к интегрированию уравнений модели медленных движений с большим шагом. При этом желательно проводить проверку условий устойчивости быстрых движений на траектории медленных движений. Необходимость такой проверки возникает при использовании уравнений сверхмедленного движения, моделирующего изменения частоты. При этом можно ограничиться только проверкой апериодической устойчивости по критериям, полученным для модели при постоянстве частоты [359]. Проверка устойчивости быстрых электромагнитных процессов на фоне более медленных электромеханических не требуется.

При выборе управлений для повышения эффективности целенаправленного поиска целесообразно использовать математические модели переходных процессов в ЭЭС на двух уровнях детализации – упрощенную и подробную. Первая применяется на начальном этапе расчетов, переход к использованию детальной модели осуществляется вблизи оптимума [158]. Упрощенная модель динамики ЭЭС формируется путем пренебрежения рядом факторов подробной модели, а также с помощью эквивалентирования. Сочетание моделей обеспечивает быстродействие целенаправленного поиска и одновременно требуемую точность результата.

Развитие метода функций Ляпунова для исследований динамической устойчивости ЭЭС. Наряду с методами численного решения систем нелинейных дифференциальных и алгебраических уравнений переходных процессов ЭЭС определенный интерес всегда вызывали качественные методы анализа, одним из наиболее распространенных является метод функций Ляпунова [372, 373]. В отличие от численных методов, дающих оценку устойчивости ЭЭС при конкретной схеме, режиме, возмущении и управляющих воздействиях, метод функций Ляпунова позволяет оценить область устойчивости в пространстве переменных состояния системы.

Реальный характер переходных процессов в ЭЭС не дает возможности напрямую использовать метод функций Ляпунова. Дело в том, что метод дает оценку устойчивости свободного движения системы, в течение которого ее параметры остаются неизменными, в то время как реальные переходные процессы в ЭЭС связаны с многократными дискретными изменениями параметров в ходе процесса (возмущение, отключение поврежденной линии, ее автоматическое повторное включение, действие автоматики предотвращения нарушения устойчивости и т.д.), поэтому часто при использовании метода функций Ляпунова уравнения переходных процессов ЭЭС решаются численными методами до момента последнего изменения параметров системы, после чего устойчивость свободного движения ЭЭС оценивается с помощью метода функций Ляпунова.

В [374] предпринята попытка расширить возможности метода функций Ляпунова на случай нескольких изменений параметров возмущений ЭЭС, следующих друг за другом в заданные моменты времени. Задача решается «от конца к началу»: в первую очередь исследуется устойчивость на бесконечном интервале времени после последнего возмущения, затем поочередно – устойчивость на конечных интервалах времени при известных (ранее определенных) условиях устойчивости в конце рассматриваемого интервала.

Известно, что метод функций Ляпунова дает достаточные оценки устойчивости, которые для многомашинных ЭЭС могут быть далекими от необходимых и достаточных. В [375] представлен подход на основе декомпозиции простейшей математической модели ЭЭС на пары синхронных машин во взаимном движении, построении функции Ляпунова для каждой пары машин, формировании на их базе интегральной функции Ляпунова как взвешенной суммы частичных функций Ляпунова и затем в решении оптимизационной задачи по максимизации оценки интегральной области устойчивости

ЭЭС за счет подбора значений весовых коэффициентов в интегральной функции Ляпунова. Тестовые расчеты показали, что этот подход дает оценки устойчивости, более близкие к необходимым и достаточным по сравнению с традиционными методами.

Другие направления развития метода функций Ляпунова известны в основном за рубежом и связаны с поиском координат седловой точки потенциальной энергии в направлении движения системы [373].

Исследования динамических свойств и каскадных процессов ЭЭС. Выполненный в [376] ретроспективный анализ особенностей аварийных режимов ЭЭС в 1960–1970-е годы свидетельствует о наличии тенденций, способствующих ухудшению динамических свойств систем и определяемых усложнением структуры электрических сетей, увеличением напряженности режимов, ухудшением динамических характеристик оборудования и усложнением структуры и функций средств противоаварийного управления. Наиболее характерным и существенным проявлением факта изменения динамических свойств ЭЭС являются системные аварии, имеющие каскадный характер. Анализ современных тенденций подтверждает и даже усиливает вывод об ухудшении динамических свойств ЭЭС в связи с дополнительными факторами, определяемыми непредсказуемостью оперативных режимов из-за влияния спотовых рынков электроэнергии, расширением использования распределенной генерации со специфическими свойствами и др. [377].

С учетом выводов [376] в [378] проведено исследование динамических свойств перспективных вариантов развития ЕЭЭС СССР, которое показало существенную зависимость динамических свойств энергообъединения от принципов его формирования (электростанции вблизи потребления электроэнергии или удаленные группы электростанций при длинных связях с узлами нагрузки) и средств построения основной электрической сети (на переменном или постоянном токе). Была выявлена предпочтительность с точки зрения динамических свойств ЕЭЭС СССР размещения электростанций вблизи узлов потребления и использования линий постоянного тока при формировании основной электрической сети. В [379] исследованы дополнительные факторы ухудшения динамических свойств ЕЭЭС СССР, связанные, в частности, с возникновением слабодемпфированных низкочастотных колебаний в энергообъединении. В [380] выполнено исследование динамических свойств ЭЭС при больших аварийных небалансах активной мощности и роли сверхпроводящих индуктивных накопителей энергии (СПИНЭ) для обеспечения устойчивости ЭЭС.

В [359] исследовано наблюдаемое на практике нарушение устойчивости, получившее название «сползания» режима. Суть его в том, что при практически неизменных активной мощности и частоте наблюдается постепенное увеличение угла, сопровождаемое плавным снижением напряжения [343]. Это явление специалисты связывали с апериодическим нарушением устойчивости механического движения ротора при постоянстве синхронной э.д.с., объясняя медленный характер процесса тем, что вблизи предела устойчивости положительный корень имеет очень малую величину. Однако при таком подходе возрастание угла должно сопровождаться существенным уменьшением мощности, что противоречит опытным данным.

Вместе с тем явление сползания полностью объясняется на основе уравнений медленных процессов в обмотке возбуждения, из которых следует постоянство электромагнитного момента и скорости вращения синхронной машины (а следовательно, и мощности), соблюдающееся до тех пор, пока не будут нарушены условия устойчивости быстрых процессов, связанных в данном случае с механическим движением ротора [359]. Нарушение устойчивости быстрого механического движения происходит из-за затухания потокосцепления обмотки ротора (э.д.с. E'_q) и носит апериодический харак-

тер. Данный пример интересен еще и тем, что он наглядно показывает недостаточность суждения о сохранении динамической устойчивости по первому циклу качаний, в то время как нарушение устойчивости здесь обусловлено несуществованием послеаварийного установившегося режима.

Ряд серьезных системных аварий, имевших место в ЭЭС разных стран, связан с явлением коллапса (лавины) напряжения. Однако природа этого явления была недостаточно ясна. В [381] проведено исследование коллапса напряжения в русле общей задачи устойчивости электромеханических процессов ЭЭС на основе исходной достаточно полной математической модели, которая обоснованно упрощается с использованием принципа разделения движений на быстрые и медленные. Это позволило в наиболее существенных чертах рассмотреть механизм возникновения и протекания процесса коллапса напряжения и дать ему новое физически наглядное объяснение. Анализ показал, что на начальной стадии происходит постепенное снижение напряжения, обусловленное неустойчивостью медленного процесса изменения потокосцепления обмотки возбуждения эквивалентного генератора. Частота остается практически неизменной. Коллапс напряжения на заключительной стадии обусловлен потерей устойчивости быстрых движений, определяемых динамикой асинхронных двигателей нагрузки системы.

Анализ причин и закономерностей возникновения и развития системных аварий проведен в [355, 120]. Основными причинами развития аварий в системные являются нерасчетные первичные возмущения, а главное – отказы средств противоаварийного управления и ошибки обслуживающего и оперативного персонала. Развитию аварий в тяжелые системные способствуют изменения свойств ЭЭС, недостатки их проектирования и эксплуатации. На базе выполненного анализа разработана обобщенная схема развития аварий в ЭЭС [355].

В [360] разработана технология анализа каскадно развивающихся аварийных процессов в ЭЭС на основе классификации событий и состояний в системе и взаимосвязей между ними. Выявлено, что наиболее опасным (критическим) является сочетание отказов системы управления и ошибок диспетчера с ухудшением режима работы системы, в результате чего каскадное развитие процесса приобретает катастрофический необратимый характер. Примером является системная авария в Московской ЭЭС, в которой критическим оказалось сочетание перегрузок линий, питающих Москву извне, недопустимое снижение уровня и последующий коллапс напряжений, ошибки диспетчера и недостаточность противоаварийной автоматики, что и привело к катастрофическим последствиям.

Проблема живучести ЭЭС и методы ее исследования. В связи с ростом числа и тяжести системных аварий в сложных ЭЭС, начиная с 1960–1970-х гг., возрос интерес исследователей к проблеме живучести крупных энергообъединений [383, 384 и др.], которая понимается как свойство системы противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей. В англоязычной литературе аналогичное свойство ЭЭС отражает понятие уязвимости (vulnerability) [385, 386 и др.].

В [387–389] сформированы основные концептуальные положения свойства живучести ЭЭС. Для повышения его конструктивности введено понятие предельного состояния системы, после которого велика вероятность необратимых последствий для ЭЭС и ее способности выполнять заданные функции по снабжению потребителей электроэнергией. Понятие предельного состояния непосредственно связано с возникновением критического цикла в каскадном развитии аварии, определенного в [360] (см. предыдущий пункт). Актуализация проблемы живучести ЭЭС связана с тем, что процесс усложнения системы и ее режимов сопровождается ростом вероятности крупномасштабных аварий и соответственно снижением живучести, для повышения которой ока-

зывается необходимым применять новые средства и способы структурной организации систем, а также управления ими. Нарастание противоречий между изменяющимися структурными свойствами системы в процессе ее усложнения и развития и сохраняющимися принципами формирования ЭЭС и управления ее режимами приводит к негативным последствиям, связанным с появлением слабых звеньев, ухудшением управляемости ЭЭС, снижением ее устойчивости и живучести. Разрешение этих противоречий является основной целью управления развитием и режимами ЭЭС на основе новых принципов.

Сформулированы подходы к исследованию живучести ЭЭС на основе концепции риска достижения системой предельного состояния и использования иерархических принципов моделирования ЭЭС. Определены особенности моделей ЭЭС на разных этапах исследований при последовательном от этапа к этапу сокращении множества расчетных условий и одновременном переходе к более детальной математической модели системы.

Рассмотрена проблема восстановления ЭЭС после крупных аварий. Разработаны общие принципы восстановления и схема взаимосвязей задач, отражающая стратегию действий персонала по восстановлению ЭЭС. Обоснованы структура и функции советчика диспетчера по восстановлению ЭЭС в виде экспертной системы, включающей базу знаний и данных и функциональные алгоритмы, позволяющие оценивать послеаварийное состояние ЭЭС, проверять схемно-технологические условия и ограничения, оценивать реализуемость предстоящего режима на очередном шаге восстановления и эффективность перехода к новому состоянию системы [390]. Разработан прототип советчика диспетчера по восстановлению ЭЭС после крупных аварий [380].

Методы управления ЭЭС для обеспечения их устойчивости и живучести. Наряду с разработкой математических моделей переходных процессов ЭЭС и методов исследования их устойчивости в рассматриваемом направлении на всем протяжении его развития с 1960-х годов решались также задачи управления для обеспечения устойчивости. До начала 2000-х годов они носили в определенной мере эпизодический характер, что определялось необходимостью наработки в области моделей и методов исследования переходных процессов. Так, в [391] рассматривалась задача выбора параметров электрического торможения путем построения и совмещения областей устойчивости в пространстве параметров устройств торможения для различных расчетных ситуаций. В [355] выполнен анализ эффективности системы противоаварийного управления с точки зрения обеспечения устойчивости и живучести ЭЭС на основе ретроспективной информации. В [392] предпринята попытка формализации задачи выбора и настройки параметров системы противоаварийного управления как оптимизационной с использованием методов оптимального управления. В [380] решалась задача выбора законов управления и настроек систем регулирования СПИНЭ на основе целенаправленного имитационного моделирования переходных процессов ЭЭС.

В этот же период происходило развитие и совершенствование системы противоаварийного управления ЭЭС [355, 393–395 и др.]

С начала 2000-х годов исследования ИСЭМ в области управления переходными режимами ЭЭС существенно активизировались с учетом двух взаимосвязанных аспектов: использования методов искусственного интеллекта для повышения эффективности управления и совершенствования принципов управления применительно к рыночной организации электроэнергетики.

В [44, 396] разработаны новые принципы построения АРВ на основе нечеткой логики. Регулятор автоматически адаптируется по всей области параметров режима, вариантов схем (нормальная, ремонтные, послеаварийные) и расчетных возмущений на заданном интервале времени (день, неделя, месяц и т.д.). Настройка нечеткого АРВ осу-

ществляется off-line путем обучения искусственной нейронной сети (ИНС) с использованием генетической оптимизации параметров настройки. В режиме on-line обученная ИНС дает значения параметров настройки нечеткого АРВ, оптимальные для текущей ситуации.

В [397] на основе ИНС построен координирующий уровень системы противоаварийного управления ЭЭС. Тестовые исследования на примере Братско-Усть-Илимского узла показали эффективность применения ИНС. В [398] этот подход получил развитие. Координирующая система противоаварийного управления содержит две взаимосвязанные ИНС. Первая используется для оценивания возможных перегрузок, вызванных аварийными отключениями элементов электрической сети, вторая ИНС служит для адаптации коэффициентов влияния нагрузок, генераторов и устройств FACTS на загрузку электрической сети. Обучение обеих ИНС осуществляется на множестве нормальных и послеаварийных схем и режимов и расчетных возмущений.

Одним из эффективных средств противоаварийного управления ЭЭС является специальная автоматика отключения нагрузки (САОН). Однако в настоящее время принудительные принципы отключения нагрузки с помощью САОН требуют пересмотра. В [399] разработан метод координации противоаварийного управления потребителями и устройствами FACTS при необходимости разгрузки ЛЭП с целью недопущения развития аварии. Метод основан на использовании коэффициентов влияния нагрузок и устройств FACTS на загрузку линий и позволяет за счет использования возможностей FACTS существенно снизить объем аварийно отключаемых потребителей.

Одним из важных направлений увеличения эффективности противоаварийного управления ЭЭС является повышение интеллектуального уровня отдельных устройств управления. В этом плане перспективным является многоагентный подход. В [42, 400] разработаны принципы построения многоагентной системы противоаварийного управления, координирующей реакцию различных устройств управления непрерывного и дискретного действия на аварийную ситуацию. Сформирована структура многоагентной системы, координирующей системы и устройства управления на генераторах, нагрузках, FACTS, а также переключения отпаек трансформаторов под нагрузкой. Эффективность подхода показана на тестовом примере координации управления отпайками трансформаторов и АРВ генераторов с целью недопущения коллапса напряжения.

Известно, что наиболее эффективным управлением для обеспечения устойчивости ЭЭС является управление по взаимному углу. Такая возможность появилась после разработки устройств PMU (Phasor Measurement Unit), измеряющих комплексные величины при синхронизации измерений с помощью навигационных систем GPS или ГЛОНАСС. В [401] исследована возможность использования информации о фазах напряжений по концам электропередач, получаемых от PMU, в качестве входной информации регуляторов устройств FACTS. Исследования показали высокую эффективность управления для обеспечения устойчивости ЭЭС, особенно в случае адаптации уставок регуляторов FACTS к текущему режиму.

С использованием измерений PMU предложено усовершенствование селективной автоматики предотвращения и ликвидации асинхронных режимов (САПЛАР) ЭЭС [402]. Индикатором перегрузки сечения и нарушения синхронизма и начала асинхронного режима является разность фаз напряжений по концам наиболее критичной связи рассматриваемого сечения. Разгрузка сечения для обеспечения устойчивости ЭЭС происходит при условии $\delta_{ij} > \delta_{lim}$, путем отключения генерации в избыточной подсистеме и нагрузки в дефицитной. Если этих управляющих воздействий недостаточно для обеспечения устойчивости ЭЭС и $\delta_{ij} > \delta_{lim}^{as}$, причем $\delta_{lim}^{as} > \delta_{lim}$, происходит отключение сечения, по которому начинается асинхронный режим. Фактически такая САПЛАР совме-

щает функции традиционных автоматик балансирующего действия и ликвидации асинхронного режима на новой эффективной информационной основе, которую дают измерения PMU.

Реструктуризация электроэнергетики на хозяйственно независимые компании и рыночные принципы взаимоотношений между субъектами, участвующими в оперативном и противоаварийном управлении ЭЭС (генерирующие и сетевые компании, потребители, системный оператор), формируют принципиально новые требования к организации управления для обеспечения устойчивости и живучести ЭЭС. Необходима координация действий указанных субъектов по их участию в решении системной проблемы оперативного и противоаварийного управления ЭЭС, формализация взаимоотношений между субъектами в виде многосторонних договоров и формирование механизмов реализации договорных отношений. С целью реализации такой системы договорных отношений разработаны экономические критерии оценки эффективности участия в оперативном и противоаварийном управлении ЭЭС каждого субъекта с учетом затрат и выгод для него, а также возможных последствий при отказе от участия в управлении [40, 403].

С учетом существенно возросших требований к управлению для обеспечения устойчивости и живучести ЭЭС основными направлениями увеличения эффективности управления являются повышение адаптивности систем управления и существенное расширение координации управления в территориальном, временном и ситуативном аспектах. Эти новые возможности могут быть реализованы на базе единой системы мониторинга и прогнозирования режимов ЭЭС и оперативного и противоаварийного управления ими [48].

Перечисленные результаты развивают существующие в настоящее время принципы и средства системы противоаварийного управления ЭЭС [404].

Основные программные средства исследований. Изложенные теоретические и методические наработки в течение рассматриваемого периода во многом были реализованы в виде соответствующих программных средств для расчетов статической апериодической и динамической устойчивости ЭЭС.

Программный блок для оценки апериодической статической устойчивости разработан на основе изложенных математических моделей и методов [359] в двух вариантах – для программно-вычислительных комплексов (ПВК) СДО-6 [405] и АНАРЭС [406] – и позволяет при расчетах установившихся режимов судить об их устойчивости.

Первая программа расчета переходных электромеханических процессов сложных ЭЭС была разработана в 1960-е годы [407] и послужила основой для промышленной версии программы «РАДИУС» для ЭВМ БЭСМ-4 (М-220) [408], которая наряду с двумя другими распространенными в СССР программами в 1972 г. была принята в Фонд специализированного математического обеспечения электроэнергетических задач Министерства энергетики и электрификации СССР. В дальнейшем эта программа использовалась в ряде объединенных и районных диспетчерских управлениий и проектных институтов. Для расчета доаварийного режима программа «РАДИУС» имела интерфейс с ПВК СДО-6.

Следующей по времени разработкой стал ПВК ПАУ, также с привязкой к ПВК СДО-6, специализированный для целей выбора средств противоаварийного управления ЭЭС и разработанный первоначально для ЭВМ БЭСМ-6 [371], а затем для персональных компьютеров. В последнее время разработана версия ПВК ПАУ под Windows и с использованием современных технологий программирования. Учитывая специализацию, этот ПВК имеет ряд специфических блоков, позволяющих выполнять моделирование и настройку средств противоаварийного управления. ПВК ПАУ совместно с ПВК СДО-6 используется в ряде организаций.

Программный блок для расчета переходных процессов и оценки динамической устойчивости реализован в ПВК АНАРЭС на базе математической модели медленных электромеханических процессов (модель класса 2 – см. выше), полученной в результате разделения движений. Достаточно полно используемая математическая модель динамики ЭЭС представлена в [353]. Имеющиеся в ПВК АНАРЭС дополнительные, в том числе сервисные функции, позволяют гибко использовать рассматриваемый программный блок для решения различных задач исследования переходных процессов, оценки и обеспечения устойчивости ЭЭС. Программный блок для расчета переходных процессов в ПВК АНАРЭС прошел успешное тестирование на реальных зарегистрированных ситуациях, а также сопоставление с известным европейским ПВК EUROSTAG, и широко используется во многих организациях.

Направления дальнейших исследований. Основные направления дальнейших исследований в части математических моделей и методов изучения переходных процессов определяются существующей тенденцией увеличения доли распределенной генерации. Многие типы установок распределенной генерации имеют специфические динамические свойства и режимы работы. Распределенная генерация располагается в распределительной электрической сети, также имеющей существенные особенности по сравнению с основной сетью.

Распределенная генерация формирует новые проблемы также и в части принципов и систем управления для обеспечения устойчивости и живучести ЭЭС. По сути, эти проблемы связаны с тем, что задачи оперативного и противоаварийного управления распространяются с основной на распределительные сети.

Другая проблема управления для обеспечения устойчивости и живучести ЭЭС связана со специфическим влиянием рынков электроэнергии, прежде всего спотовых рынков.

Перечисленные укрупненные проблемы требуют целенаправленного изучения динамических свойств ЭЭС, выявления специфических факторов, определяющих характер переходных процессов. Результаты такого изучения будут способствовать эффективному развитию математических моделей и методов исследования переходных процессов ЭЭС и управления ими.

В целом следует отметить, что современные ЭЭС находятся в постоянном развитии, изменяющем их свойства, что формирует новые проблемы и задачи, требующие решения.

3.9. Роль и место методов физического моделирования в исследованиях электроэнергетических систем, проводимых ИСЭМ СО РАН

Общепринятые методы моделирования ЭЭС и инструменты их реализации («чисто аналитические методы», применение расчетных столов постоянного и переменного тока, применение ЭВМ различных классов, исследования на физических моделях) прошли все стадии своего развития и совершенствование в Сибирском энергетическом институте СО РАН (сейчас ИСЭМ г. Иркутск). Фактически сразу после принятия решения о создании в Иркутске крупного академического института энергетического профиля, было определено, что проводимые в нем исследования будут во многом опираться и на развитую экспериментальную базу: для трубопроводных систем это может быть гидроинтегратор (в котором реально циркулировала вода), а для ЭЭС – сооружение крупной ЭДМ. Кроме физической модели СЭИ располагал крупнейшим по тем временам расчетным столом переменного тока и значительным парком аналоговых вычислительных машин (самых современных для конца шестидесятых годов). Такой состав

экспериментального оборудования для исследований ЭЭС определялся научно-прикладной тематикой института: разработка систем управления и регулирования объектами ЭЭС, исследования передач постоянного тока и возможность их параллельной работы с сетями переменного тока, проверка математических моделей, описывающих процессы в ЭЭС, разработка и апробация новых методов измерений и приборов, основанных на аналоговых и цифроаналоговых принципах.

Полномасштабные экспериментальные исследования на ЭДМ начались с начала 1970-х годов, когда были закончены монтаж и наладка основного оборудования. Создание цифро-аналогофизического комплекса завершилось уже к середине 1980-х годов, когда удалось объединить в единую экспериментальную установку физическую модель ЭЭС, большой парк АВМ (МН-14, ЭМУ-10, а затем АВК-3(1), АВК-2(3) и управляющие ЦВМ (первоначально это были УВМ «Днепр» и «Днепр-22», а затем СМ-3 и СМ-4 – аналог PDP) [409].

Центральным элементом любого ЦАФК является ЭДМ, на которой можно исследовать какую-либо реальную ЭЭС (после соответствующего её эквивалентирования) или произвольную схему, но с реальными физическими процессами. ЭДМ СЭИ СО РАН была третья по величине в СССР и уступала только ЭДМ НИИПТ и ВНИИЭлектромаш (г. Ленинград), но по оснащению вычислительной техникой и объединению ее в единый комплекс (ЦАФК) это была лучшая установка в стране.

Проиллюстрируем, какие наиболее важные исследования проводились на ЦАФК СЭИ, и что дала в этих исследованиях физическая (электродинамическая) модель.

Разработка алгоритмов управления тормозными сопротивлениями для повышения динамической устойчивости ЭЭС при коротких замыканиях в системе. В конце 1960-х годов в институте проводились исследования по тормозным сопротивлениям, величина которых и алгоритм управления определялись методами математического моделирования на входящих тогда в моду универсальных ЦВМ (БЭСМ-4). Но дальнейшая попытка провести опыт с тормозным сопротивлением на Братской ГЭС для экспериментального подтверждения найденных «решений» привела к локальной аварии – отключению крупного гидрогенератора (мощностью 220 тыс. кВт) от электрической сети. В начале 1970-х годов институт снова вернулся к этой проблеме, так как появилась возможность тщательных экспериментов по тормозным сопротивлениям на ЭДМ с широкой возможностью варьирования как параметров тормозных сопротивлений и законов управления ими, так и возможностью варьирования схемами ЭЭС, смоделированными на ЭДМ. Эти исследования закончились полным успехом, что в дальнейшем было закреплено выдачей институту авторского свидетельства на изобретение (патентование тогда фактически не делалось).

Разработка цифровых (точнее цифроаналоговых) регуляторов возбуждения для синхронных генераторов. На первоначальном этапе эти исследования велись только с использованием вычислительной техники – ЭЭС моделировалась в упрощенном варианте на АВМ, а адаптивная приставка к регулятору, а затем и сам цифровой регулятор моделировались на управляющей ЦВМ «Днепр». Как и в вышеприведенном случае, на практике (в реальной ЭЭС) не удалось проверить эффективность цифрового регулятора (был сделан макет на дискретных элементах). Следует отметить, что проблемой цифрового регулирования крупных генерирующих агрегатов ЭЭС в мире занимались многие исследователи. Сотрудники СЭИ в своих исследованиях делали упор именно на разработку алгоритмов управления, а за рубежом в основном прорабатывались вопросы реализации регуляторов на современной (микропроцессорной) базе, которой не располагали отечественные ученые. Кроме того, во многих странах (как и у нас) экспериментировать в реальных ЭЭС практически невозможно и чрезвычайно трудно получить доступ к установкам типа ЭДМ, которые имеются, но, как правило,

принадлежат крупным энергетическим компаниям. Именно этот фактор способствовал плодотворной кооперации исследователей Канады (университет г. Калгари) и СЭИ, результатом которой стало появление первого в СССР микропроцессорного регулятора возбуждения. В течение ряда лет (а это было одно из важных направлений по линии Академии Наук СССР) были не только разработаны и исследованы алгоритмы регулирования, но и созданы работоспособные макеты регуляторов [410–412].

Разработка и совершенствование методов измерений электрических величин и создание на их основе приборов для электроэнергетики. Отечественная промышленность даже в середине 1970-х годов не выпускала высокоточных и быстродействующих электронных приборов, позволяющих в реальном времени регистрировать аварийные процессы. На электростанциях и подстанциях основным регистрирующим прибором при аварийных быстропротекающих процессах был (а кое-где и остается) шлейфовый осциллограф с запись процесса на бумагу. Применялись, конечно, и электронные датчики (например, серии Е), но их быстродействие и точность не позволяли регистрировать аварийные (переходные) процессы. Для исследовательских целей, а также для внедрения цифровых методов управления потребовались приборы с быстродействием в сотые доли секунды и классом точности не хуже 0,5. В СЭИ разрабатывались приборы для нужд измерений и регистраций электрических величин при проведении экспериментов на ЭДМ, так и для непосредственных нужд для разрабатываемого цифрового регулятора возбуждения (первичные источники информации). При этом, когда на физической модели создавались всевозможные аварийные ситуации различной тяжести и длительности, именно ЭДМ выступала полигоном при разработке упомянутых приборов, что невозможно было сделать в натурных условиях.

Разработка и исследование законов регулирования и управления синхронными генераторами. Первоначально эта тема прорабатывалась с целью увеличения скорости проведения экспериментов на ЭДМ, где основными сдерживающими факторами были: 1) скорости набора мощности синхронными генераторами (особенно теми, которые моделировали гидрогенераторы); 2) скорость восстановления синхронной работы генераторов после экспериментов, связанных с нарушением устойчивости параллельной работы в сложных схемах ЭЭС. Поскольку моделями турбин генераторов на ЭДМ практически всегда являются двигатели постоянного тока, то потребовалась разработка законов управления моментом (мощностью) блока: турбина (ДПТ) – синхронный генератор. Разработка и исследование этих законов управления оформлена (закреплена) соответствующим авторским свидетельство на изобретение. Дальнейшая работа в этом направлении показала, что данные законы управления могут быть эффективно применены и в автономных энергосистемах, когда синхронные генераторы вместе с нагрузками объединены в локальную сеть (не связанную с внешней электрической сетью) [413, 414].

Разработка и исследование регуляторов возбуждения генераторов переменного тока автономных энергосистем специального назначения (для подвижных наземных объектов). В рамках этого направления (при сотрудничестве с КБ «Радиосвязи») были разработаны законы управления возбуждением синхронных генераторов в условиях, когда нагрузка генератора соизмерима по мощности с мощностью генератора и является также резкопеременной («тяжелые» режимы). Эти законы управления должны были обеспечить удержание напряжения в пределах ГОСТ именно при резких и глубоких изменения нагрузки. На основе этих законов разработаны и испытаны полупромышленные образцы регуляторов, которые прошли успешные сопоставимые испытания и показали существенно лучшие результаты, чем предложенные другими организациями (в том числе НИИ существующего тогда «Министерства средств связи»). Роль ЭДМ (а точнее ЦАФК) в этих экспериментах была следующей: 1) в процессе исследований использовалась вся приборная база комплекса; 2) исследования законов управле-

ния проводились на модельных генераторах ЭДМ; 3) на их определенных этапах (как правило, завершающих) передвижные натурные энергоустановки непосредственно подключались к ЭДМ, образуя локальную автономную систему, так как мощности модельных генераторов были соизмеримы с мощностями автономных подвижных энергоисточников.

Исследования режимов генерирующего оборудования ЭЭС при резкопеременной нагрузке большой и сверхбольшой мощности. К концу 70-х годов прошлого века противостояние двух сверхдержав вылилось в так называемую тему будущих «звездных войн», которая была связана с потреблением больших объемов электроэнергии за короткие промежутки времени (фактически – импульсная периодическая нагрузка в ЭЭС большой мощности). Математическое моделирование этой ситуации, когда электрическая энергия берется непосредственно из ЭЭС, проведенное в СССР и США, показало, что такие возмущения приведут не только к нарушению устойчивости ЭЭС на громадной территории, но и к новому для того периоду явления – возникновению мощных крутильных колебаний низких частот блока турбина–генератор. Теоретические исследования показали также, что эти колебания могут привести к разрушению механических связей между турбиной и генератором или (и) генератором и возбудителем, если таковой имеется. Причем этими разрушениями могли быть охвачены не только отдельные генераторы, а в некоторых случаев – большинство агрегатов станции и даже нескольких электростанций.

В рамках данной тематики СЭИ было поручено экспериментально проверить возможность возникновения таких крутильных колебаний. На ЭДМ, входящей в ЦАФК СЭИ, была смоделирована эквивалентная схема Северо-Восточной части ОЭС Сибири. В качестве объекта изучения был выбран синхронный генератор, моделирующий Братскую ГЭС (4 млн кВт), который был связан с резкопеременной нагрузкой (эквивалентной 3 млн кВт) физической моделью ЛЭП эквивалентной длиной более 200 км. Для проведения экспериментов модельный агрегат, состоящий из синхронного генератора и физической модели турбины (выполненной на базе двигателя постоянного тока), был оснащен специальным валом с многочисленными тензодатчиками, позволяющими фиксировать все механические процессы, возникающие на поверхности вала, который соединял синхронный генератор и модель турбины (вал был изготовлен во ВНИИЭлектромаш, г. Санкт-Петербург). Проведенные исследования, основанные на многочисленных экспериментах с широкой вариацией значения и периодичности импульсной нагрузки (в том числе и пачки импульсов с различными периодами), показали, что при таком характере нагрузки всегда возникали значительные крутильные колебания. А при определенно соотношении параметров нагрузки «мощность–время» возникали резонансные явления с многократным увеличением амплитуды колебаний, которые для реальных турбогенераторов электростанций могли бы привести к разрушениям механических связей между генератором и турбиной.

Цикл работ, посвященных исследованиям качеству электрической энергии. В структуре показателей качества электрической энергии (ПКЭ), закрепленных в пока ещё действующем ГОСТ-13109-97, наиболее важными, но наименее проработанными, являются два показателя: коэффициент несинусоидальности и уровень гармонических составляющих в спектре переменного тока (напряжения). Дело в том, что упомянутые показатели зависят как от потребителя (его энергопотребляющей установки), так и от поставщика электроэнергии (генерация и электрические сети). Не все потребители своей энергопотребляющей установкой искажают электрический ток (напряжения), но и они получают некачественную электроэнергию, если подключены к сетям, в которых имеются источники искажений. В такой ситуации эти потребители должны получать, как минимум, скидку с тарифа при оплате за некачественную электроэнергию, а те объ-

екты электроэнергетики, которые вносят искажения, должны получать надбавку к тарифу. В первую очередь к потребителям, которые вносят существенные искажения, следует отнести: предприятия металлургии (например: алюминиевые заводы), химической промышленности, железнодорожный транспорт и т.д. Но корректно применить механизм «скидок и надбавок к тарифу за искажения качества электроэнергии» по упомянутым показателям было невозможно, так как в сложной электроэнергетической системе (когда много нагрузок и развитая сеть) все субъекты взаимосвязаны, поэтому предлагаемый ранее метод по определению так называемого «долевого вклада в искажения» каждого субъекта и основанный на простейшем подходе «включил – отключил потребителя» не работал. Более того, даже в очевидных случаях, когда источник искажений не вызывал сомнений, «отключить и замерить ПКЭ», например – завод по производству алюминия, было просто невозможно. Для того чтобы найти приемлемые решения «долевого вклада в искажения», в СЭИ были начаты крупномасштабные исследования (которые продолжаются и в настоящее время) по проблеме качества электрической энергии. Эти исследования включали в себя три взаимоувязанные направления: 1) теоретические исследования, связанные с таким понятием, как «мощность искажения» (определяется совокупностью высших гармонических составляющих в спектре переменного тока); 2) экспериментальные исследования на ЭДМ, при проведении которых в широких приделах варьировали виды искажающих нагрузок, их мощность, места расположения, топология электрической сети; 3) натурные исследования ПКЭ в Сибирской энергосистеме (на Иркутском и Братском алюминиевых заводах, на Братской и Саяно-Шушенской ГЭС, на тяговых подстанциях ВСЖД и БАМ; на подстанциях различных классов напряжений – плоть до 500 кВ). Именно эксперименты на ЭДМ подтвердили правильность теоретических подходов и позволили задать основные направления натурных исследований, а затем – корректно оценить их результаты [415, 416].

Следует также отметить и роль ЦАФК в учебном процессе при подготовке студентов электротехнических специальностей (электрические станции и электроснабжение промышленных предприятий). На физической модели ЭЭС проводились не только лабораторные работы по профилирующим дисциплинам, но и прививались навыки работать с электротехническим оборудованием и щитами управления, близким к натурным. Управление режимами ЭЭС, смоделированной на ЭДМ, принципиально отличается от управления режимами с помощью всевозможных симуляторов, реализованных на ЭВМ. Именно в условиях экспериментов на ЭДМ создается психологическая обстановка аналогичная обстановке на щите управления крупной подстанции или электростанции.

Из всего вышесказанного можно сделать однозначный вывод, что роль моделирования и особенно физического моделирования ЭЭС, внесло (и еще внесет!) неоценимый вклад в развитие науки и техники в сфере электроэнергетики.

3.10. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики

3.10.1. Исследование и обеспечение надежности электроэнергетических систем

Исследования в области надежности систем энергетики (СЭ) активно начали развиваться в нашей стране во второй половине прошлого века. Их актуальность была обусловлена формированием крупных энергокомплексов, последствия выхода из работы которых в результате аварийных ситуаций стали сопоставимы с затратами на их сооружение. В этот период в СССР – России были разработаны основы теории надежности больших систем энергетики, позволяющие решать задачи обеспечения надежности

специализированных систем энергетики с единых методических позиций [417, 418]. Формированию этих основ во многом способствовало успешное развитие в предшествующие десятилетия методологии исследования и обеспечения надежности электроэнергетических систем. Проводимые в СЭИ (ИСЭМ) с конца 1960-х годов исследования внесли значительный вклад в создание методов анализа и синтеза надежности таких специализированных систем энергетики, как электроэнергетические и теплоснабжающие.

История создания и развития методов исследования надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) закономерно связана с появлением первых ЭЭС, с ростом их сложности и масштабов развития. В их основе лежит теория надежности технических систем, основными методами количественного анализа надежности служат теория вероятностей и математическая статистика. Теория надежности технических систем зародилась на базе исследований надежности радиоэлектронной аппаратуры и предназначена главным образом для относительно простых концентрированных систем, нормальный режим работы которых определяется наличием связей между отдельными узлами, а не их пропускной способностью. В электроэнергетике приходится иметь дело с большими территориально распределенными системами. Специфика процессов производства, преобразования, транспорта, распределения и потребления электроэнергии требует введения особых критериев работоспособности и показателей надежности. Это приводит к необходимости модификации методов общей теории надежности и разработки специальных методов и моделей исследования и обеспечения надежности ЭЭС с учетом их свойств.

Начало исследований надежности электроэнергетических систем приходится на конец двадцатых – первую половину тридцатых годов прошлого столетия. Среди авторов работ, посвященных этой проблеме, можно назвать Г. Клингенберга, С.А. Кукель-Краевского, Р.А. Фермана, Ю.Н. Флаксермана, Б.М. Якуба, P.E. Benner, W.J. Lyman S.A. Smith, и др. Проблема обеспечения надежности в ЭЭС в 20–30-х годах сводилась в основном к выбору резервной генерирующей мощности, которая определялась коэффициентом резерва, равным отношению установленной мощности к годовому максимуму нагрузки системы [419]. Рекомендации о необходимом коэффициенте резерва основывались главным образом на накопленном опыте эксплуатации. Первая работа по выбору экономически целесообразного значения резервной мощности, основанная на применении теории вероятности, была опубликована в 1932 г. [420]. Вскоре появились другие публикации, посвященные проблеме надежности, при этом все чаще изменялся смысловой акцент, – исследовалась надежность электроснабжения потребителей, обеспечиваемая резервной мощностью. Однако во всех случаях рассматривалась надежность только генерирующей части концентрированной электроэнергетической системы [421–427]. Надежность элементов ЭЭС стали активно изучать с 30–40-х годов в США, СССР, Великобритании, а с 50-х годов – практически во всех странах мира. Значительно позже появились работы, посвященные прогнозированию показателей надежности энергетического оборудования на стадии изготовления и близкую перспективу.

Развитие электроэнергетических систем и создание объединенных ЭЭС привели к тому, что при определении надежности электроснабжения потребителей и выборе резервов генерирующей мощности стали учитываться ограниченные пропускные способности элементов сети (в том числе связанные с их аварийностью). Во многих случаях рассматривались лишь связи между двумя концентрированными ЭЭС. Если учитывалось влияние сети, то ее элементы характеризовались только пропускной способностью в установившихся (нормальных и послеаварийных) режимах – по балансу мощности,

т.е. в определяемых показателях надежности не учитывалось снижение надежности, связанное с переходными процессами [428–432].

Усложнение структуры ЭЭС, требующее повышения надежности и соответственно увеличения капиталовложений и эксплуатационных затрат, заставило уделять внимание экономическому аспекту проблемы надежности. Если до 1960-х годов нормативы надежности электроснабжения потребителей определялись в основном техническими соображениями, то в последующие годы большое значение придавалось экономическому обоснованию этих норм. Наметилась тенденция выбора рациональных решений по обеспечению надежности ЭЭС и электрических сетей с учетом убытков (ущербов) от снижения надежности путем включения составляющей ущерба в целевую функцию [433].

На развитие исследований надежности электроэнергетических систем и их элементов большое влияние оказала общая теория надежности, создание которой в бывшем Советском Союзе приходится на конец 1950-х – начало 1960-х годов. В 1958 г. в Москве состоялась первая всесоюзная конференция по надежности, в 1962 г. в МГУ начал работать еженедельный «Инженерный семинар по надежности», который вел Б.В. Гнеденко. Под его научным руководством был создан Московский кабинет качества и надежности, в котором могли получить консультации инженеры и работники промышленных предприятий, занимающиеся проблемой надежности. Консультации в кабинете проводились видными московскими специалистами практически ежедневно. Начали создаваться научные школы по надежности в Москве, Ленинграде, Киеве, Минске, Риге, Ташкенте и других городах [434].

Во второй половине 1960-х годов исследования в области надежности электроэнергетических систем получили существенное развитие в работах В.В. Болотова, В.А. Веникова, Г.А. Волкова, Ю.Б. Гука, Н.А. Казака, И.М. Марковича, М.Н. Розанова, Ю.Н. Руденко, R. Billinton, G. Calabrese, A.D. Patton и др. Разработаны подходы к решению задач исследования надежности, предложены и обоснованы различные показатели надежности, методы их расчета. Значительные результаты получены в решении проблемы резервирования. К концу 1960-х годов электроэнергетика располагала достаточными возможностями для принятия инженерных решений, связанных с учетом надежности питания потребителей при проектировании и эксплуатации ЭЭС. Вместе с тем, все острее ощущалась необходимость развития исследований в следующих направлениях:

- разработка методических основ, методов анализа и выработки решений по обеспечению надежности сложных ЭЭС большой мощности и протяженности;
- выработка принципов и методов нормирования надежности электроснабжения потребителей и формирования нормативных требований к надежности ЭЭС сложной конфигурации;
- совершенствование существующих и разработка новых методов и средств обеспечения надежности в ЭЭС со слабыми связями;
- создание информационных систем об отказах энергетического оборудования и авариях в ЭЭС и т. д.

Направления исследований, задачи надежности ЭЭС и историческая последовательность их решения в СЭИ (ИСЭМ). В конце 1960-х годов в Сибирском энергетическом институте (СЭИ) СО АН СССР (далее институт) под руководством Ю.Н. Руденко разворачиваются исследования в области надежности электроэнергетических систем. Уже в начале 1970-х годов были сформулированы теоретические и методические положения исследования надежности ЭЭС с учетом территориально-временной иерархии управления их развитием и эксплуатацией. В соответствии с этими положениями начали создаваться методы, алгоритмы и вычислительные программы для реше-

ния основных задач надежности ЭЭС, ориентированные на следующие основополагающие принципы.

1. Разработка методологии и моделей обеспечения надежности в электроэнергетике на основе отечественного и зарубежного опыта.

2. Создание интеграционных моделей системного уровня, учитывающих наиболее существенные факторы функционирования ЭЭС, влияющие на их надежность.

3. Разработка и применение для изучения свойств, расчета и оптимизации электроэнергетических систем современных методов анализа и синтеза надежности и языков программирования высокого уровня.

4. Максимально возможная унификация создаваемых программных продуктов с предельным использованием машинной памяти и скорости вычислений.

5. Ориентация на использование вычислительной инфраструктуры последнего поколения и современных информационных технологий.

Это позволяло и до настоящего времени позволяет эффективно осуществлять исследования больших по масштабам систем, сколь угодно сложной конфигурации, пространственно распределенных по огромным территориям, с вариацией в широких пределах параметров объектов и режимов функционирования энергосистем.

Задачи надежности ЭЭС с методической точки зрения делятся на два класса. К первому классу относятся задачи анализа, возникающие при сопоставлении надежности различных вариантов развития систем, сравнении заменяющих друг друга элементов или объектов, а также при сопоставлении ожидаемой надежности электроснабжения отдельных узлов нагрузки или конкретных потребителей. Ко второму – задачи синтеза, связанные с выбором параметров систем или их объектов при заданном уровне надежности (решение этих задач к концу 1960-х годов находилось на начальной стадии).

Используемые методы анализа и синтеза надежности в зависимости от характера изменений состояния исследуемой системы, определяемых случайным характером отказов элементов, изменений внешних условий и параметров режима системы, подразделяются на следующие группы:

- аналитические методы, основанные на анализе случайных событий;
- аналитические методы, основанные на анализе случайных процессов;
- методы статистического моделирования.

Наиболее давнюю историю имеют аналитические методы, основанные на анализе случайных событий, они развиваются с 1930-х годов. Методы, относящиеся к двум другим группам, используются с конца сороковых – начала пятидесятых годов прошлого века.

Важным событием, формирующим исходные рубежи исследований надежности ЭЭС в институте, стала защита Ю.Н. Руденко в 1971 г. докторской диссертации по вопросам надежности электроэнергетических систем [435]. В диссертации определено место проблемы надежности в общей системе управления развитием и эксплуатацией ЭЭС на различных территориально-временных уровнях. Автором разработаны методические принципы и основная концепция исследования надежности ЭЭС с сильными и слабыми электрическими связями; методика рационального использования всех видов резервов мощности; методы расчета показателей надежности.

Среди разработок СЭИ в области надежности ЭЭС начала 1970-х годов можно отметить: методику анализа аварийности и надежности оборудования ЭЭС и алгоритмы расчета показателей надежности; подходы к исследованию надежности ЭЭС произвольной конфигурации; методику анализа надежности различных вариантов развития ЭЭС [436–438]. Принципиально новым в этих работах был расчет надежности ЭЭС с произвольной конфигурацией сети. Для таких систем применение потоковых алгоритмов давало неоднозначность результатов, зависящих от нумерации узлов. Эта проблема

решена с помощью двухэтапного алгоритма расчета дефицитных режимов системы. На первом этапе определялась суммарная величина дефицита мощности по системе в целом, на втором – этот дефицит распределялся между расчетными энергоузлами в соответствии с заданной стратегией.

В 1974 г. вышла книга Ю.Н. Руденко, М.Б. Чельцова по существующим на тот момент в мировой практике подходам и методам исследования надежности, выбора и распределения резервов мощности в ЭЭС со сложной конфигурацией сети [20]. Она и до настоящего времени не утратила своего энциклопедического значения для специалистов, работающих в области резервирования и надежности ЭЭС. В книге впервые сформулирована комплексная задача распределения резервов генерирующей мощности между его составляющими и планирования ремонтов генерирующего оборудования по критерию надежности применительно к ЭЭС со слабыми связями. Ее практическое решение в дальнейшем стало одним из значительных результатов исследований СЭИ (ИСЭМ) в области надежности ЭЭС [439]. Создание методики и реализующего ее программно-вычислительного комплекса позволили получить максимально возможную надежность электроснабжения потребителей в энергообъединении с ограниченными пропускными способностями межсистемных связей. Это обеспечивается путем рационального использования резервов активной мощности ЭЭС и совместного планирования ремонтов генерирующего оборудования электростанций и сетевого оборудования межсистемных связей.

В первой половине 1970-х годов большое внимание уделяется исследованиям и оптимизации надежности сложных технических систем. Полученные к тому времени в СЭИ результаты привели к развитию исследований в области надежности по двум направлениям. С одной стороны, происходит расширение объекта исследований от электроэнергетических систем к другим системам энергетики и к топливно-энергетическому комплексу в целом, с другой, – совершенствование методов анализа и обеспечения надежности в части их обобщения с учетом общих и отличительных свойств технологически различных систем энергетики. В немалой степени этому способствовали уже ведущиеся в институте работы по теории управления большими системами в энергетике [440].

Дальнейшее развитие исследований надежности электроэнергетических систем в СЭИ, обусловленное бурным развитием энергетики и ростом требований к бесперебойности электроснабжения потребителей, осуществлялось в рамках комплексных исследований надежности энергетических систем. В середине 1970-х годов под руководством Ю.Н. Руденко с участием других сотрудников института разработана первая межотраслевая терминология по надежности систем энергетики [441]. С учетом современных условий функционирования и развития СЭ терминология существенно доработана и усовершенствована в 2007 г. [442]. Результаты работ института по созданию терминологии в области надежности ЭЭС вошли в терминологический справочник по электроэнергетике [443].

В конце 1970-х годов в институте начинается активное изучение новых проблем надежности. По инициативе и под руководством Ю.Н. Руденко в 1977 г. разворачиваются работы по живучести СЭ. В 1979 г. в журнале «Известия АН СССР. Энергетика и транспорт» выходит статья Ю.Н. Руденко, И.А. Ушакова по данному направлению [444]. В период 1986–1990 гг. Сибирский энергетический институт выполняет комплекс исследований по заказу Правительства СССР по проблемам живучести систем энергетики и топливно-энергетического комплекса в чрезвычайных условиях. Эти исследования в дальнейшем получили обобщение и послужили базой для формирования нового важного направления исследований, связанного с энергетической безопасностью России. При активном участии сотрудников института в 2001 г. была издана книга, посвя-

щенная актуальным с точки зрения национальной безопасности проблемам функционирования и развития электроэнергетики, в 2005 г. – терминология по энергетической безопасности [445, 446].

Нормирование надежности в электроэнергетических системах – одно из направлений исследований СЭИ (ИСЭМ). Необходимость использования нормативов надежности в электроэнергетике определяется тремя главными причинами: сложностью ЭЭС и процессов их функционирования; необходимостью принятия массовых решений с учетом фактора надежности и низкой точностью исходной информации, особенно при формировании решений с большой заблаговременностью. Нормы надежности, зафиксированы в различных директивных материалах, но, как правило, плохо систематизированы и привязаны к реальным условиям. При изменении внешних и внутренних условий функционирования ЭЭС, появлении нового оборудования и новых технологий, новых методов и средств управления нормативы надежности подвергаются пересмотру, изменениям и дополнениям, но с большим запаздыванием. Развитие исследований надежности ЭЭС, использование нормативов при решении различных задач надежности требует постоянного совершенствования действующих нормативов и разработки новых.

В электроэнергетике принято нормировать системную надежность и надежность электроснабжения потребителей. Нормативы системной надежности включают как нормируемые показатели, так и характеристики общих расчетных условий, параметры и нормативы надежности оборудования, необходимые для оценки системных показателей. В состав нормативов надежности оборудования входят показатели аварийности, плановых ремонтов, маневренные характеристики, показатели долговечности и др. Набор этих показателей может отличаться для разного типа оборудования. Надежность электроснабжения потребителей нормируется большим числом так называемых правил надежности при формировании схем электропитания потребителей и показателями надежности питания потребителей. Исходя из того, что действующие нормативы надежности ЭЭС являются неполными, в 1980-х годах начинается их доработка и совершенствование. Изложенные в первом томе справочника по надежности принципы, средства и методы нормирования надежности в СЭ были использованы при проведении исследований в институте по нормированию надежности в ЭЭС, результаты которых вошли во второй том справочника [418]. На их основе были систематизированы используемые для нормирования показатели и даны рекомендации по обеспечению надежности применительно к таким единичным свойствам надежности, как безопасность, безотказность, ремонтопригодность, устойчивоспособность, живучесть и управляемость. Сегодня проблема нормирования надежности в электроэнергетике остается актуальной, более того, она приобретает особую остроту в условиях развития стихийного рынка и требует постоянного внимания и решения.

Анализ возрастной структуры оборудования электроэнергетических систем России был выполнен в СЭИ в середине 1990-х годов. Результаты анализа показали, что значительная часть электростанций России находится в эксплуатации более 30 лет и оснащена в большой степени оборудованием, выработавшим ресурс. Из общего числа работающих в России электростанций введены в эксплуатацию до 1965 г. около 63 % ТЭС и более 90 % ГЭС. Период 1991–2010 гг. характеризуется обвальным ростом мощности устаревшего оборудования электростанций. Динамика процесса старения генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России за последние 30 лет показана на рис. 3.41. Наибольшая доля устаревшего генерирующего оборудования (из суммарной мощности оборудования ЕЭС, проработавшего более 30 лет) в 2010 г. приходится на ОЭС Центра (28,7 %). Доля устаревшего оборудования в ОЭС Сибири составляет

24,7 %, в ОЭС Урала – 20,9 % и т. д. Последние два десятилетия характеризуются также резким ростом доли устаревшего сетевого оборудования. Степень износа основных фондов оборудования Единой национальной электрической сети в настоящее время составляет 62 %, подстанционного оборудования – 73 %, зданий и сооружений – 58 %, линий электропередачи в ОАО «ФСК ЕЭС» – 40%, в распределительных сетях – 60 % [453].

Эксплуатация физически и морально устаревшего оборудования электрических станций и сетей связана с ростом частоты и длительности плановых и аварийных простоев, оказывает негативное влияние на надежность ЭЭС и может привести к катастрофическим последствиям. Чтобы снизить это влияние в условиях финансового кризиса, ограничивающего возможности ввода новых мощностей в ЭЭС, демонтажа устаревшего и технического перевооружения действующего оборудования, необходимо не только своевременно проводить плановые ремонты, но и уметь управлять надежностью с учетом степени износа оборудования. В ИСЭМ разработан способ управления надежностью электроснабжения потребителей с учетом фактора старения оборудования в современных условиях эксплуатации ЭЭС, созданы методика и математическая модель его реализации [448]. Для оценки степени влияния износа оборудования на надежность электроснабжения потребителей, на примере ОЭС Сибири и Востока при использовании собственных программных разработок, были проведены многовариантные расчеты.

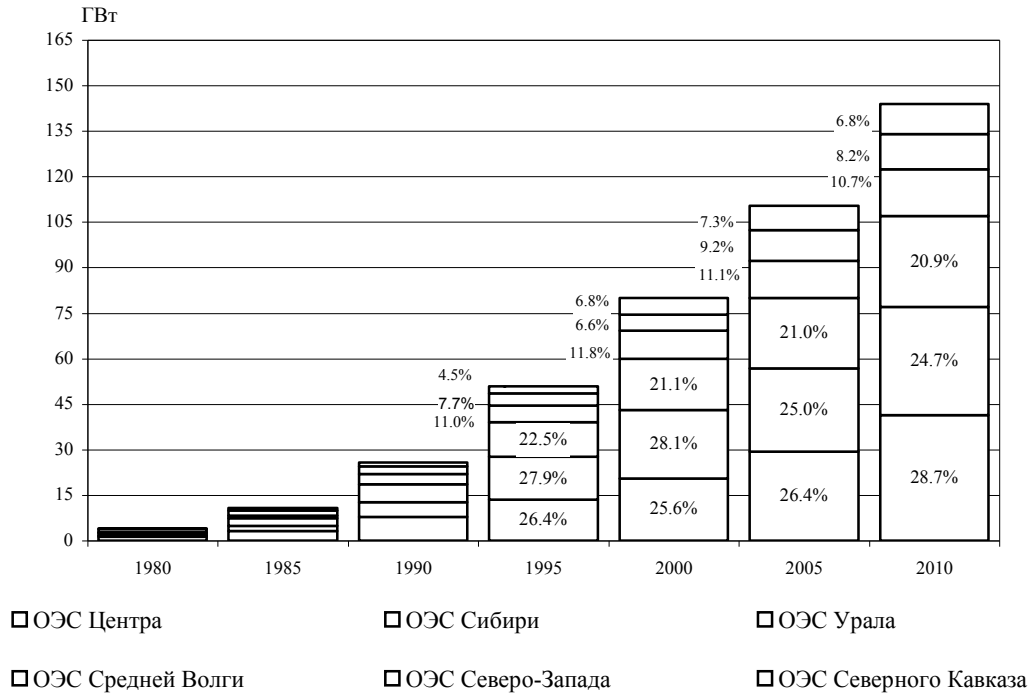


Рис. 3.41. Динамика процесса старения оборудования ЕЭС России в 1980–2010 гг.

В рамках методики сделана новая постановка задачи годового планирования ремонтов генерирующего оборудования применительно к дерегулируемым электроэнергетическим системам [35]. Задача сформулирована с учетом особенностей функционирования ЭЭС и ремонта энергетического оборудования в рыночной среде. Разработана математическая модель задачи, апробированная на тестовом примере. Планирование

ремонтов генерирующего оборудования осуществляется по критерию максимума прибыли генерирующей компании. В целевую функцию задачи введена составляющая штрафа за нарушения договорных условий на поставку в сеть рынка электрической энергии и мощности, связанные с ремонтами генерирующего оборудования. Это позволяет при оптимизации сроков плановых ремонтов согласовывать интересы генерирующей компании и других субъектов рынка. Ранжирование ремонтов в списке заявленного в ремонт оборудования для оптимизации графика основано на комбинации стратегий ремонтов по техническому состоянию и планово-предупредительных ремонтов. Путем введения в задачу ограничений по величине ремонтного резерва мощности и мощности ремонтных компаний учитываются требования потребителей к надежности их электроснабжения и возможности ремонтных компаний. Величина ремонтного резерва мощности, необходимого для замещения мощности оборудования, находящегося в плановом ремонте без ущерба для надежности, определяется путем решения системной задачи, сформулированной в [448].

Оценка балансовой надежности ЕЭС России была выполнена в ИСЭМ в рамках работы «Разработка предложений по перспективам развития электроэнергетики России на период до 2030 г.», на основе которой сделаны рекомендации по развитию генерирующих мощностей и выбору средств повышения надежности. Рассматривались варианты развития ЕЭС России с «повышенным» (2165 млрд кВт ч) и «пониженным» (1740 млрд кВт ч) уровнями электропотребления при совмещенных максимумах нагрузки 334 и 265 ГВт, соответственно. Установленные генерирующие мощности составляли 435300 и 346100 МВт, располагаемые – 392000 и 308000 МВт, соответственно (недоиспользуемые располагаемые мощности из-за технологических ограничений составляли в среднем 10–11 %). Расчеты и анализ надежности выполнялись на основе данных, полученных в результате оптимизации вариантов с помощью ПВК «Союз».

Анализ полученных результатов показал, что заданные уровни электропотребления в целом обеспечиваются предлагаемыми вариантами развития генерирующих мощностей. Для «повышенного» варианта развития в 57 расчетных узлах (из 63-х) вероятность бездефицитной работы превышает величину 0,9996. Для трех узлов этот показатель находится в диапазоне 0,9990–0,9995, для других трех узлов – ниже 0,9990. Для «пониженного» варианта развития в 55 узлах вероятность бездефицитной работы превышает величину 0,9996. Для пяти узлов этот показатель находится в диапазоне 0,9990–0,9995, для трех других узлов – ниже 0,9990. Дефицитность того или иного узла определяется недостаточным собственным резервом генерирующей мощности и слабыми связями с остальной частью системы.

Самый низкий уровень надежности получен в Комиэнерго (0,9986), Архэнерго (0,9628) и Колэнерго (0,9374). Суммарный полный резерв по ЕЭС в целом в «пониженном» варианте составляет 14,82 % от совмещенного максимума нагрузки. Из них почти 9 % – оперативный резерв, 1 % резерва приходится на проведение капитальных и средних ремонтов и 5% – текущих ремонтов. Теоретически этого резерва в ЕЭС достаточно, но его размещение на уровне региональных ЭЭС требует корректировки. Прежде всего, это касается пяти ЭЭС, имеющих показатели надежности в диапазоне 0,9990–0,9995. Требуют усиления пропускные способности отдельных системообразующих связей. Незначительное повышение пропускных способностей связей, соединяющих эти регионы с остальной частью системы, целесообразно выполнить современными средствами (УПК, FACTS и пр.).

Международное научное сотрудничество в области надежности электроэнергетических систем в СЭИ (ИСЭМ) ведется с середины 1980-х годов. По результатам совместных научных исследований в рамках многостороннего сотрудничества ака-

демий наук стран-членов СЭВ коллективом ученых из НРБ, СССР и ЧССР издана книга, посвященная вопросам обеспечения надежности и оптимизации резерва мощности в ЭЭС, входящих в состав энергосистемы «Мир» [449]. Под эгидой Международного института прикладного системного анализа (Лаксенбург, Австрия) в Венгрии (г. Шопрон) в 1990 г. состоялся научный семинар по методическим вопросам надежности и безопасности систем энергетики. В его работе приняли участие ученые из Австрии, Германии, Канады, СССР и других стран, в том числе один из классиков теории надежности в электроэнергетике профессор Дж. Эндрени. Его книга по моделированию при расчетах надежности в ЭЭС в 1983 г. издана в СССР на русском языке под научной редакцией Ю.Н. Руденко [450]. В рамках сотрудничества российских и немецких ученых по надежности электроэнергетических систем в 1993 г. начал работать российско-германский научный семинар. Организатором семинара с российской стороны стал академик Ю.Н. Руденко, с германской – профессор Х.-Ю. Хаубрих.

3.10.2. Исследование и обеспечение надежности теплоснабжающих систем

Проблема надежности теплоснабжающих систем (ТСС), также как электроэнергетических и других инженерных систем, связана с быстрым ростом их масштабов, сложности и впервые была поставлена при разработке генерального плана теплофикации Москвы в 1932 г. Первоначально повышение надежности связывали только с улучшением качества элементов и строительных конструкций теплопроводов, а применяемые научно-методические подходы не учитывали многие особенности функционировании ТСС. Однако надежная элементная база так и не была создана, в то же время государственная политика в сфере теплоснабжения была направлена на развитие крупных систем, требующих иных принципов их построения. По мере развития систем стало очевидным, что повысить надежность теплоснабжения только за счет повышения качества элементов и строительных конструкций, главным образом теплопроводов [451, 452], не представляется возможным, поэтому необходимо ставить и решать вопросы схемного и структурного резервирования систем [453–455]. Первые исследования ограничивались расчетами аварийных гидравлических режимов, которые проводились для выбора диаметров кольцевых сетей с целью обеспечения пониженного уровня подачи тепла потребителям во время аварий. Вероятностный подход впервые был применен в работе Ю.П. Грачева [456] для выбора расчетной температуры наружного воздуха для проектирования систем отопления.

Тенденция снижения надежности теплоснабжения в связи с укрупнением ТСС заставила специалистов обратиться к более широкому привлечению теории надежности для разработки методов количественной оценки надежности при решении вопросов анализа и синтеза надежных ТСС. Задачи анализа надежности ТСС в первую очередь возникают на уровне функционирования систем при выявлении ненадежных элементов системы, а также в процессе их развития при сопоставлении альтернативных вариантов и выборе из их числа наиболее предпочтительного. Задачи синтеза надежности ТСС соответствуют, прежде всего, уровню развития и связанны с оптимальным выбором параметров и структуры систем или их объектов при заданном уровне надежности теплоснабжения потребителей.

Методы оценки надежности ТСС и их подсистем. Основной для решения задач анализа надежности ТСС являются косвенные методы, предполагающие оценку надежности сложных многообъектных систем по характеристикам надежности входящих в них элементов или подсистем (ИТ и ТС). В области ТСС применяются три класса таких методов: аналитические, статистического моделирования и аналитико-статистические.

Аналитические методы [457–460 и др.] основываются на моделировании случайных событий и процессов и обеспечивают высокую точность расчетов. Данные методы позволяют исследовать зависимости значений принятых показателей надежности (ПН) от различных влияющих факторов и условий функционирования в любых интервалах времени. При этом процесс функционирования системы сводится обычно к модели полумарковского или многомерного марковского процесса [458].

Основными аналитическими методами для расчета показателей надежности ТСС, ИТ и ТС являются прямое вычисление вероятностей состояний системы (включая логиковероятностные методы), дифференциальный и интегральный методы [460] в их интерпретации к анализу надежности систем с временной избыточностью.

Возможности аналитических методов могут быть ограничены сложностью математического описания системы (особенно при неэкспоненциальных законах распределения наработки на отказ и времени восстановления) и необходимостью априорного выделения существенных факторов, включаемых в модель.

Методы статистического моделирования [461, 462], базирующиеся на том, что вероятность случайного события можно оценить частотой его наступления за достаточно длительное время функционирования, свободны от ограничений на сложность объекта и вид функций распределения случайных величин. Эти методы позволяют учитывать индивидуальные свойства объектов, условия их эксплуатации и т.д. Их основным недостатком являются чрезмерные затраты времени при оценке надежности систем с большим числом элементов, при исследовании зависимостей ПН от влияющих факторов, а также при анализе высоконадежных систем. В связи с этим применение методов статистического моделирования в настоящее время более эффективно при исследовании надежности ИТ, поскольку ТС реальных ТСС содержат сотни элементов линейной части и оборудования.

Аналитико-статистические методы [459, 463, 464] сочетают в себе достоинства выше описанных методов и являются перспективным способом исследования надежности как ТСС в целом, так и ИТ и ТС. С одной стороны, они позволяют ускорить процесс статистического моделирования, а, с другой стороны, увеличить точность осуществляемых расчетов.

Методические принципы и подходы анализа и синтеза надежности ТСС. Общие принципы расчета надежности и резервирования тепловых сетей были сформулированы в 1972 г. в СЭИ (ИСЭМ) В.Я. Хасилевым и М.К. Такайшвили [86] и получили развитие в работах А.П. Меренкова, Б.М. Кагановича, Е.В.Сенновой, С.В. Сумарокова, В.А. Стенникова, А.В. Храмова, Т.Б. Ощепковой, И.В. Постникова и др. [81, 84, 85, 88 –100, 465–473].

Предложенный в СЭИ (ИСЭМ) методический подход обусловлен сетевой спецификой ТСС, особенностями их функционирования и базируется на оценке узловых показателей надежности. Разработанная методика оценки надежности ТСС основывается на сочетании детерминированных методов анализа нормальных и аварийных режимов в ТСС с вероятностными методами вычисления ПН теплоснабжения каждого потребителя (узловых ПН).

Методические принципы предложенного подхода к оценке надежности теплоснабжения потребителей в полной мере учитывают сетевую структуру, характерные свойства ТСС, большую рассредоточенность потребителей и включают следующие наиболее важные положения:

1. Оценка надежности системы производится узловыми показателями или ими дополняется.

2. Анализ надежности теплоснабжения потребителей проводится относительно различных уровней надежности: расчетного и пониженного. Расчетный уровень соот-

ветствует нормальному функционированию ТСС. Пониженный уровень должен поддерживаться во время ликвидации аварийных ситуаций в резервируемой части сети. Он характеризуется подачей потребителям пониженного количества теплоты, называемого нормой резервной (аварийной) подачи. Для тупикового ответвления время ликвидации аварии не должно превышать время выстывания помещения до температуры, соответствующей пониженному уровню теплоснабжения.

3. Отказом функционирования ТСС для потребителя тепловой энергии относительно некоторого уровня надежности считается:

а) по отопительно-вентиляционной нагрузке – снижение температуры воздуха внутри помещения ниже граничного для данного уровня надежности значения;

б) по нагрузке горячего водоснабжения – перерыв в ее обеспечении у потребителя длительностью, превышающей граничное для данного уровня значение.

4. Выбор количества рассматриваемых уровней и значений относится к вопросам нормирования и должен решаться на основе исследований микроклимата в заданиях, его влияния на самочувствие человека, а также обеспечения устойчивой работы технологического оборудования.

5. Модели расчета ПН в задачах анализа объединяют вероятностные модели функционирования системы, а также детерминированные модели нестационарного теплообмена в зданиях и расчета послеаварийных режимов, соответствующих отказам в кольцевой части ТС.

6. Определение вероятностей состояний системы проводится при расчетной температуре наружного воздуха, а соответствующие ПН рассчитываются в разрезе отопительного сезона с учетом графиков часовых нагрузок и продолжительности их стояния. Принятие в качестве расчетного периода продолжительности отопительного сезона обусловлено тем, что основная отопительная нагрузка является сезонной, в межотопительный период (летом) производятся планово-предупредительные ремонты системы, восстанавливающие и подготавливающие ее к предстоящему отопительному сезону.

7. В технико-экономических задачах синтеза надежных ТСС из экономического критерия исключается величина ущерба от недоотпуска тепловой энергии, а система условий в оптимизационных моделях расширяется ограничениями, отражающими требования к надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с их категорийностью.

8. На основе вероятностных оценок рассматриваемых уровней надежности выделяются резервируемая и нерезервируемая части ТС, в местах их сопряжения предусматриваются автоматизированные узлы, обеспечивающие двустороннее теплоснабжение потребителей ответвления и управления потоками теплоносителя. Параметры резервированной части сети выбираются таким образом, чтобы при отказе любого из участков этой части сети потребители получали некоторое, как правило, пониженное количество тепла, называемое нормой резервной подачи тепловой энергии.

9. Обоснование решений по структуре и параметрам системы производится на основе оценки надежности обеспечения отопительно-вентиляционной нагрузки. Нагрузка горячего водоснабжения во время ликвидации аварийных ситуаций в кольцевой части ТС должна отключаться. Это позволяет уменьшить затраты на резервирование при надежности обеспечения этой нагрузки не меньшей, чем для отопительно-вентиляционной нагрузки, предъявляющей более жесткие требования к надежности. Неотключаемая по каким-либо причинам часть нагрузки горячего водоснабжения должна учитываться при расчете резервирования и полностью обеспечиваться во время аварийных ситуаций.

10. При решении задач анализа и синтеза уровень моделирования ТСС, их подсистем и элементов, степень детализации определяются характером решаемых задач и

поставленных целей. ИТ могут задаваться либо выходными параметрами либо подробным представлением состава оборудования и его связями в технологической схеме – если решается задача анализа (синтеза) надежности источника. Тепловые сети моделируются либо однолинейной схемой, либо двухлинейной, отражающей подающую и обратную магистрали ТС, а теплоподготовительные установки ИТ и потребители моделируются ветвями с действующими напорами, регуляторами различного типа или без них.

Решение задач синтеза надежности базируется на методике избыточных проектных схем, основные положения которой изложены в разд. 3.2 и [36, 81, 82, 84].

Другой подход к анализу надежности ТСС предложен в Московском инженерно-строительном институте (МИСИ) [474], который базируется на оценке надежности тепловых сетей интегральным показателем, не учитывающим их особенности в целом и каждого потребителя в частности. В связи с этим впоследствии он также был дополнен введением узловых показателей.

Методы анализа надежности источников тепла отличаются большим разнообразием и по-крупному разделяются на аналитические (основанные на использовании марковских и полумарковских моделей, логико-вероятностные методы) и статистического моделирования.

Методы первой группы предполагают рассмотрение ИТ как совокупности функционально соединенных элементов. Для вероятностного моделирования функционирования ИТ используются марковские и полумарковские модели. Для моделей полумарковских процессов отказ понимается как событие, заключающееся не только в снижении количества отпускаемой ИТ тепловой энергии ниже требуемого, но и в пребывании его в таком состоянии в течение времени, превышающего временной резерв. Последний представляет собой время, в течение которого при отказе теплоснабжения (полном или частичном) температура воздуха внутри зданий окажется ниже нормированного граничного значения, и обусловлен теплоаккумулирующими способностями зданий, запасами горячей воды и другими факторами. Такое условие требует дополнительного применения моделей теплофизических процессов, что значительно усложняет расчет, но позволяет получить более точную характеристику надежности.

Область применения этих моделей при анализе надежности ИТ ограничена требованием об экспоненциальности распределения наработки на отказ и времени восстановления элементов.

Альтернативными методами оценки надежности ИТ основаны на использовании имитационных расчетных алгоритмов. Метод статистических испытаний, широко используемый в исследовании надежности СЭ, позволяет получить достаточно объективные оценки надежности функционирования ИТ, однако он требует большого объема предварительной работы по сбору и подготовке исходной информации. Один из подобных методов [459] заключается в том, что элементы ИТ описываются абстрактной математической схемой в виде агрегата, имеющей вход и выход. Расчет ПН агрегированной схемы осуществляется с помощью статистического моделирования, которое включает построение независимых реализаций марковского случайного процесса и вычисление заданных характеристик этих реализаций.

Методы и модели анализа надежности источников тепла (ИТ), включая столь сложные как ТЭЦ, позволяют выделять значимые аварийные состояния оборудования, идентифицировать их, осуществлять оптимизацию послеаварийных режимов, определять возможный недоотпуск энергии, максимально минимизируя его величину [475]. Вопросами надежности ИТ в разные годы занимались И.И. Айзенберг, Н.Е. Буйнов, С.М. Каплун, Л.С. Попырин и продолжают заниматься А.М. Клер, Е.Л. Степанова и др.

В этих работах были изучены основные свойства надежности теплоэнергетического оборудования, их влияние на состояние теплоисточника в целом. Были определе-

ны пороговые значения принадлежности оборудования к значимому отказовому состоянию (как одного элемента, так и наложения отказов нескольких элементов). Эти состояния описываются вероятностными характеристиками. Оптимизация послеаварийных режимов осуществляется с учетом отпуска не только тепловой, и электрической энергии в случае с ТЭЦ. Она предполагает поиск таких режимов работы оборудования теплоисточников, при которых внешние потребители обеспечиваются энергией в максимальной степени с учетом принятых правил их ранжирования. Определяемые при этом уровни аварийного недоотпуска энергии и годовые показатели надежности энергоснабжения от ИТ за расчетный период позволяют принять правильные решения по повышению надежности ИТ и поведению системы в аварийных ситуациях на теплоисточниках.

Нормирование надежности в теплоснабжении. Специфические особенности теплоснабжающих систем, связанные с частичными отказами и «векторной надежностью», обусловливают применение в расчетах нормативного учета требований надежности. В предложенной системе нормативов анализа надежности ТСС выделены две группы величин, включающие вероятностные показатели надежности (коэффициент готовности или время неготовности и вероятность безотказной работы или частоты отказов), и величины, необходимые для их расчета (количество уровней надежности, допустимая температура воздуха в помещении, норма резервной подачи тепла и др.).

Разработанная система нормативов базируется на опыте специалистов по теплоснабжению, результатах исследований, выполненных в ИСЭМ и других организациях и представляет некоторый компромисс между санитарно-гигиеническими требованиями и затратами на их обеспечение [88].

Исследования по составу и численным значениям нормативов надежности теплоснабжения, проводимые путем варьирования объема резервирования тепловых сетей и граничного значения поддерживаемой внутри помещений температуры воздуха, позволили обосновать уровни надежности, граничные для этих уровней температуры воздуха в зданиях, нормы резервной подачи тепла. В частности, с экономической точки зрения нежелательно увеличение резервной (аварийной) нормы подачи теплоносителя φ более чем 0,7–0,75, а граничное значение температуры в авариях должно быть не ниже 15 ^{o}C. По гигиеническим условиям наиболее обоснованной является температура 16 ^{o}C.

Система нормативов надежности, разработанная совместно с рядом организаций (ВНИПИЭнергопрома, МИСИ, ЦНИИЭП инженерного оборудования, ВИТУ), положена в основу расчета надежности в СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» [85].

Оптимальный радиус теплоснабжения. Изложенная выше методическая и вычислительная база для расчета и оптимизации теплоснабжающих систем, включающая алгоритмы для количественной оценки надежности теплоснабжения и построения систем, удовлетворяющих заданному уровню надежности, позволила выполнить большой комплекс исследований, связанных с оценкой влияния различных факторов на надежность систем, определением рациональных радиусов теплоснабжения, с расчетом цены надежности, с поиском оптимального сочетания элементной и системной (структурной) надежности ТСС [81, 84, 88, 99, 100, 469, 470].

При существующей элементной базе возможности сооружения надежных нерезервированных тепловых сетей весьма ограничены. Радиус теплоснабжения ($R_{\text{Т}}$), современных ТСС на порядок и более превышает допустимые значения по условиям надежности. Его увеличение требует значительного повышения качества теплоснабжения или введения системного резервирования (рис. 3.42).

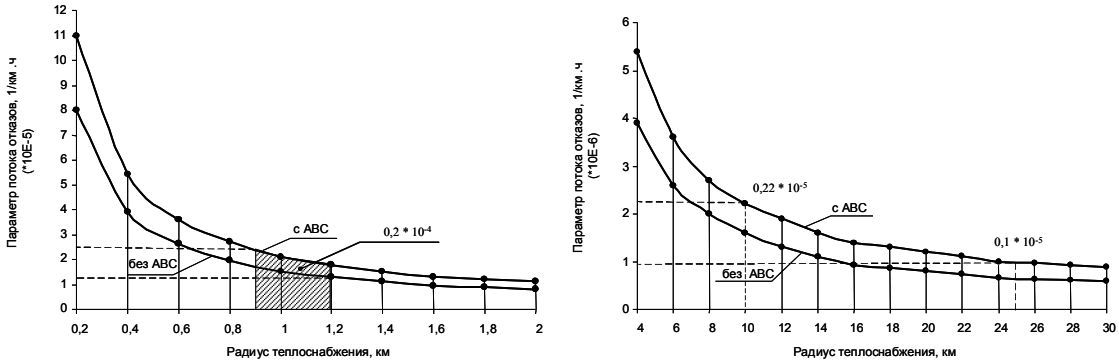


Рис. 3.42. Влияние параметра потока отказов на радиус теплоснабжения в нерезервируемой сети при обеспечении $R_{\text{н}}$=0,951.

Важным аспектом рассматриваемого вопроса о радиусе теплоснабжения является исследование экономических показателей. Увеличение радиуса теплоснабжения при одной и той же нагрузке в 2 раза приводит к более чем двукратному, а в 4 раза – к трехкратному росту затрат на удовлетворение требований надежности. Такое же изменение $R_{\text{Т}}$, но при условии сохранения одинаковой плотности тепловой нагрузки по длине тепловой сети, сопровождается увеличением затрат на 20 и 70 % соответственно. Экономический функционал удельных затрат и капиталовложений для системы в целом, включая источники тепла и сети, в зависимости от $R_{\text{Т}}$ становятся более пологими. Общая тенденция, отражающая зависимость затрат от радиуса теплоснабжения показывает, что выполнение ограничений по условиям надежности обеспечивает существенный энергетический и экономический эффект.

Развитие работ в данном направлении привело к постановке и решению проблемы о цене надежности теплоснабжения.

Цена надежности теплоснабжения. Исследования по оценке влияния уровня надежности на требуемые для их обеспечения затраты позволяют получить количественные представления о том, насколько выполнение нормативных требований увеличивает необходимые затраты в систему, как они могут повлиять на качество элементов, структуру и параметры систем.

Анализ полученных результатов расчетов показывает, что при увеличении нормы резервной подачи теплоносителя φ в диапазоне от 0,5 до 1,0 (100-е резервирование) на 0,1 приводит к росту приведенных затрат в среднем на 6,5 %, а капиталовложений – примерно на 10 %. Максимальный темп их роста происходит при увеличении φ от 0,8 до 1,0 и составляет соответственно 9,7 и 11,5 % на каждую десятую долю величины φ. При переходе φ от 0,7 до 0,8 эти величины уменьшаются до 7,24 и 10,9 %, а при изменении φ от 0,5 до 0,7 – до 3,0 и 8,4 % соответственно. При значениях φ меньших 0,5 увеличение затрат по сравнению с нерезервированной схемой сети составляет только стоимость резервных перемычек. Существенным фактором для обоснования нормативной величины резервной подачи теплоносителя может быть ограничение по допустимой температуре внутреннего воздуха в аварийных ситуациях.

В диапазоне изменения граничной температуры от 12 до 20 ^{o}C на каждый градус ее изменения приведенные затраты увеличиваются в среднем на 4,5 %, а капиталовложения – 7 %. Значительное снижение экономических показателей происходит при температурах от 20 до 15 ^{o}C, далее темп их снижения замедляется.

При граничных температурах менее 12°С затраты приближаются к затратам в нерезервированные тепловые сети, а «цена надежности» ТСС становится равной стоимости кольцующей перемычки.

Обобщая полученные результаты можно отметить, что дополнительные расходы на резервирование тепловых сетей составляют по приведенным затратам 30–40 %, по капиталовложениям 40–70 % от стоимости сети без резервирования. При этом большие затраты относятся к большим значениям граничных температур и наиболее крупным ТСС. Для температуры 14 °С (компромиссная нормативная величина) «цена» структурной надежности тепловой сети по приведенным затратам составляет 30–35 %, а по капиталовложениям – 48–52 %, удельная величина приведенных затрат, отнесенная к 0,01 повышения показателя вероятности безотказной работы составляет 1,2–1,6 %, а капиталовложений – 1,7–2,2 %. С учетом затрат в узлы управления, сооружаемые в тепловых сетях, цена структурной надежности по капиталовложениям может увеличиться на 30–50 %.

Оптимальное соотношение структурной и элементной надежности ТСС. Исследования по резервированию тепловых сетей позволили, с одной стороны, сформулировать проблему конфликта резервирования, состоящего в противоречии между повышением надежности пониженного уровня теплоснабжения и ее снижением по отношению к расчетному уровню [479], а с другой – найти пути его разрешения на основе компромисса и нормирования показателей надежности. Развитие этих работ показало, что наиболее эффективным способом повышения надежности является нагруженное резервирование (с двухсторонним и более теплоснабжением потребителей), при котором резервные и основные элементы не различимы между собой и находятся в постоянной работе. Его эффективность еще более повышается в связи с начавшимся процессом оснащения ТСС системами управления и регулирования.

Практическая нецелесообразность реализации только системных мероприятий, поскольку она может приводить к перерасходу капиталовложений, значительному усложнению систем и затруднению их эксплуатации, появление на российском рынке нового оборудования и технологий актуализировали проблему рационального соотношения элементной и системной надежности. Решение этой технико-экономической проблемы достаточно затруднено из-за ограниченности или вообще отсутствия информации, из-за специфики исследуемых объектов и запущенности вопросов надежности в этой области. Вместе с тем эти задачи впервые начали ставиться и решаться в ИСЭМ [84, 88]. Полученные первые результаты уже позволили сделать вывод о том, что экономически обоснованное повышение надежности ТСС обусловливает переход к рациональному соотношению мероприятий в обеспечение их структурной и элементной надежности. На рис. 3.43 показаны зависимости затрат от обеспечиваемого уровня надежности (*1* – для системной надежности, *2* – для элементной надежности). Их интегральная оценка соответствует кривой *3*, в соответствии с которой оптимальная доля структурного резервирования тепловых сетей находится в пределах 40–70 % в повышении уровня надежности систем. Дальнейшее повышение надежности теплоснабжения до нормативного уровня должно обеспечиваться путем улучшения качества теплопроводов и конструкций их прокладки, соответствующих международным стандартам.

Практические рекомендации. В соответствии с полученными результатами были разработаны рациональные направления повышения надежности при планировании развития ТСС и на уровне их эксплуатации (совершенствование принципов построения систем автоматического управления, резервирование (системное, элементное, временное, нагрузочное, функциональное и т.п.), повышение надежности элементов и конструкций). Ряд из этих предложений были включены в энергетическую стратегию России на период до 2030 г., другие мероприятия нашли практическое приложение в реальных

системах России. На рис. 3.44 приведены рекомендации по обоснованию структуры ТСС крупного города, ее реконструкции, резервированию путем введения минимальной структурной и параметрической избыточности, а также перераспределения зон действия ИТ, обеспечивающих повышение экономичности, надежности и управляемости системы. При этом затраты в ТСС оказались значительно меньше, чем затраты в сооружение новых теплоисточников.

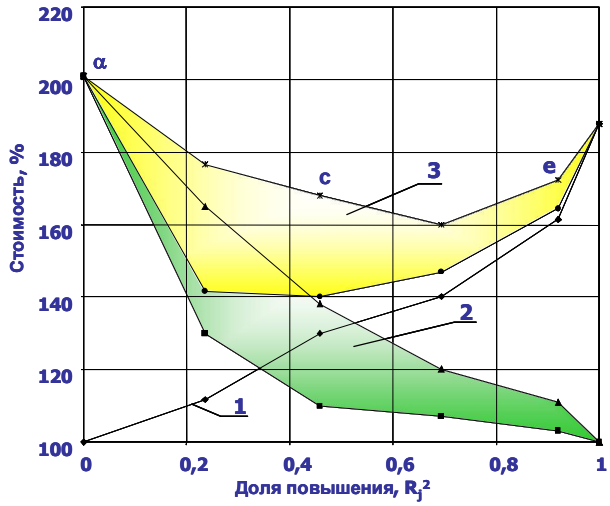


Рис. 3.43. Оценка рационального соотношения структурной и элементной надежности. *1* – стоимость системного резервирования; *2* – затраты в элементное резервирование; *3* – суммарные затраты в системное и элементное резервирование.

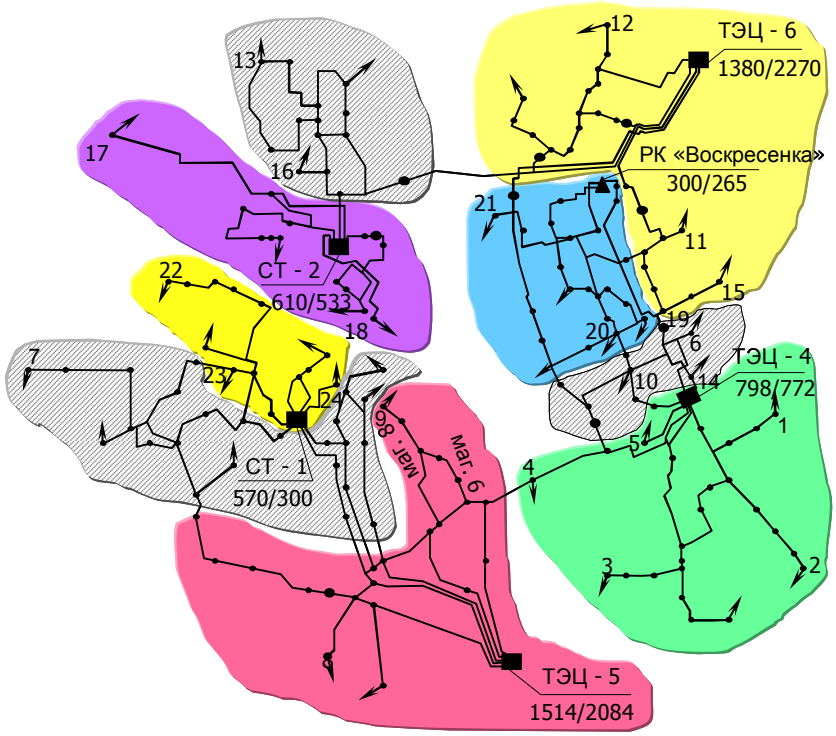


Рис. 3.44. Радиус теплоснабжения и зоны действия источников по условиям надежности в ТСС.

Новый этап исследований в области надежности теплоснабжения потребителей, развиваемый в ИСЭМ, направлен на комплексное рассмотрение единого технологического процесса обеспечения теплом со всеми взаимосвязями его элементов и подсистем, включая: добычу и транспортировку топлива, производство тепловой энергии, ее транспорт, распределение и потребление [471, 472]. Эта последовательность процессов может быть представлена в виде двух относительно самостоятельных систем: топливоснабжения (СТС), состоящей из подсистем добычи и транспортировки топлива (СДТ и СТТ), и теплоснабжающей (ТСС), включающей источники тепловой энергии и тепловые сети (ИТ и ТС). В совокупности они формируют теплоснабжающий комплекс (ТСК).

Основными задачами системного (комплексного) анализа надежности теплоснабжения потребителей является, с одной стороны, количественная оценка суммарного воздействия всех элементов ТСК на надежность теплоснабжения потребителей и выделение доли их влияния, а с другой – изучение их свойств с целью построения адекватных моделей и разработки эффективных методов, которые в совокупности могли бы учитывать различные внутренние и внешние факторы, определяющие условия надежного функционирования ТСК. Поставленные задачи решаются на основе следующих методических подходов.

1. Для оценки надежности ТСК также применяется поузловой принцип оценки надежности. Классификация состояний ТСК на работоспособные и отказовые производится для каждого потребителя на основе критерия минимально допустимой температуры внутри помещения.

2. При решении задач идентификации состояний подсистем ТСК используются модели их функционирования, учитывающие технологические особенности каждой подсистемы; на уровне СТС – методы укрупненной оценки поставок топлива на ИТ, основанные на представлении СТС в виде сетевой структуры соединения узлов добычи и потребления топлива, а также имитационные алгоритмы с применением метода статистических испытаний; на уровне ТСС для моделирования аварийных режимов ТС (уровней подачи тепловой энергии потребителям в аварийных состояниях системы) – широко применяемая в теории гидравлических цепей (ТГЦ) модель расчета потокораспределения в ТС (разд. 3.6.2).

3. Для вероятностного описания функционирования ТСК используется модель марковского случайного процесса, который является одним из наиболее обоснованных и универсальных аппаратов для оценки надежности восстанавливаемых систем.

4. Внешние факторы, влияющие на функционирование ТСК, учитываются на уровне построения структуры событий и состояний ТСК по принципу имитирующих элементов (ИЭ). Суть данного приема заключается в том, что влияние фактора интерпретируется как отказ реального элемента системы, приводящий к тем же последствиям, что и воздействие рассматриваемого фактора. Это позволяет учесть внутрисистемные и внешние факторы в рамках одной вероятностной модели функционирования системы.

5. Итоговая оценка надежности дается с помощью узловых ПН, вычисляемых для каждого потребителя относительно двух уровней надежности теплоснабжения – расчетного и пониженного. Надежность первого (расчетного) уровня определяется коэффициентом готовности, надежность второго (пониженного) – вероятностью безотказной работы. Расчетные зависимости ПН учитывают также временной резерв, обусловленный аккумулированием тепловой энергии конструкциями зданий, и содержат аналитическую интерпретацию графика продолжительностей тепловых нагрузок в течение отопительного сезона и детерминированные функции теплофизических процессов, характеризующих аккумулирование тепловой энергии зданиями.

6. Влияние различных элементов схемы ТСК, а также внешних факторов на надежность теплоснабжения потребителей оценивается на основе декомпозиционного анализа. Оценка надежности теплоснабжения потребителя относительно рассматриваемого элемента осуществляется при условии, что отказ данного элемента (группы элементов) считается невозможным, при этом его производительность (пропускная способность) остается на расчетном уровне. Данное условие учитывается на этапе вероятностного моделирования функционирования ТСК путем обнуления интенсивностей переходов, связанных с отказом рассматриваемого элемента. В результате для каждого потребителя рассчитывается вектор значений показателя надежности размерностью, равной количеству рассмотренных элементов.

На рис. 3.45 отражена последовательность комплексного анализа теплоснабжающего комплекса, включая подготовку расчетной схемы, построение графа состояний, проведение расчетов и их интерпретацию в графическом представлении.

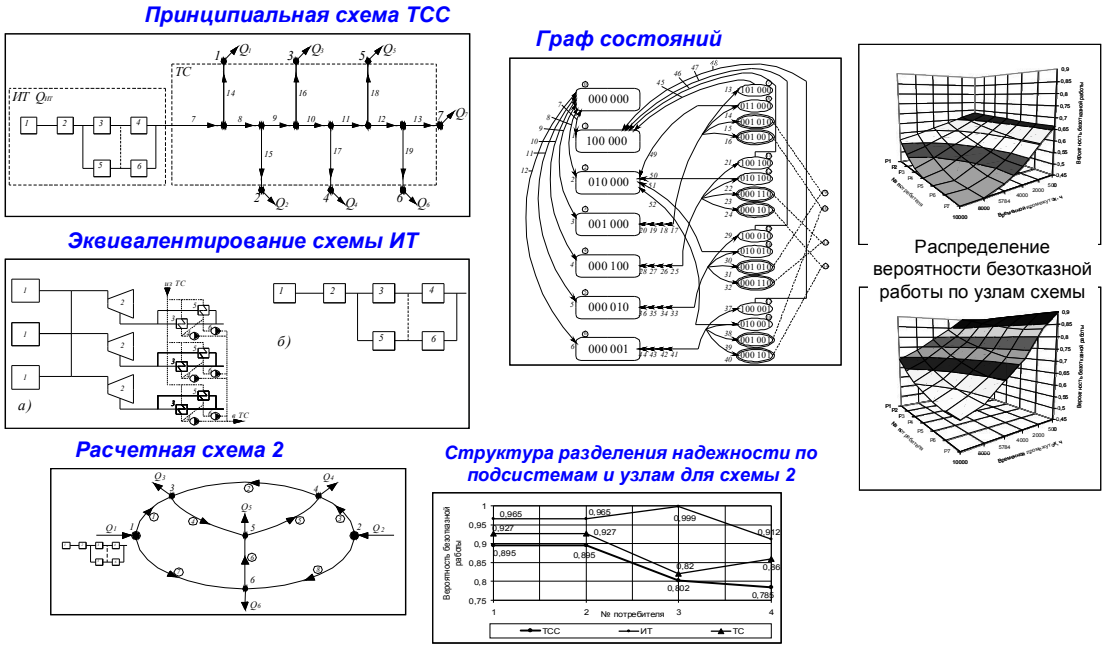


Рис. 3.45. Системный анализ надежности теплоснабжения потребителей.

Предложенные разработки на новом структурно-организационном уровне позволят исследовать проблемы надежности во взаимосвязи всех подсистем единого теплоснабжающего комплекса, дифференцировать их влияние на ПН и определить приоритетные мероприятия по резервированию теплоснабжения потребителей.

К настоящему времени в ИСЭМ предложены и разработаны методы и подходы к оценке надежности источников тепла, тепловых сетей и теплоснабжения потребителей, разработаны математические модели для расчета количественных оценок их показателей надежности, которые реализованы в компьютерных программных комплексах. Они прошли практическую апробацию и получили одобрение специалистов.

Проведенный в ИСЭМ комплекс работ в области надежности теплоснабжения позволил перейти к рассмотрению более общей проблемы, определяющей формирование эффективных направлений повышения надежности действующих и проектируемых теплоснабжающих систем.

3.10.3. Научный семинар «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики»

Постоянно действующий всесоюзный научный семинар «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (далее семинар) был организован при Сибирском энергетическом институте, как базовой организации, в начале 1973 г. по инициативе Ю.Н. Руденко и утвержден решением Научного совета АН СССР по комплексным проблемам энергетики [476, 477]. Первое его заседание состоялось в Иркутске в феврале 1973 г., с тех пор большая часть исследований в области надежности электроэнергетических, трубопроводных и теплоснабжающих систем в институте ведется в рамках семинара, а сотрудники, занимающиеся надежностью, являются организаторами и активными участниками всех его заседаний. Сегодня это успешно функционирующий международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко, объединяющий специалистов различных отраслей энергетики России и стран СНГ для решения проблем надежности СЭ.

Первым руководителем семинара был Ю.Н. Руденко (1973–1994 гг.), затем – А.П. Меренков (1994–1997 гг.). В настоящее время семинар возглавляет Н.И. Воропай (с 1997 г.), одним из его заместителей является С.М. Сендеров (с 2009 г.), ученым секретарем – Л.М. Ефимова (с 2005 г.). Учеными секретарями семинара, как и его руководителями, всегда были сотрудники института: И.А. Александров (1973 г.), Г.В. Колосок (1973–1976 гг.), М.А. Дубицкий (1976–1983 гг.), Р.Б. Фаттахов (1983–1985 гг.), В.А. Волостных (1985–1990 гг.), Е.В. Волостных (1990–1992 гг.), В.В. Иванов (1992–1996 гг.), Г.А. Федотова (1996–2002 гг.), Л.М. Лебедева (2003 г.), Е.Л. Степанова (2004 г.).

Работа семинара организуется в соответствии с планами заседаний, формированием тематики которых занимается оргбюро. Сегодня оргбюро включает 24 доктора и 9 кандидатов наук из НИИ, в том числе 6 сотрудников ИСЭМ, высших учебных заведений, различных энергетических организаций, министерств и ведомств. Состав оргбюро корректируется с учетом изменений направленности научных исследований семинара. Особое внимание при формировании тематики заседаний уделяется методическим аспектам надежности, имеющим межотраслевое значение и опирающимся на наличие общих свойств различных СЭ. Важное место отводится также рассмотрению подходов, математических моделей и алгоритмов для решения практических задач обеспечения надежности, поиску и разработке современных методов их решения. Тематику заседаний отражают регулярно издающиеся тематические сборники докладов, книги и монографии. В рамках семинара осуществляется координация научных исследований в области надежности СЭ, выполняемых в различных организациях. На заседаниях обсуждаются подготовленные к защите докторские и кандидатские диссертации по тематике семинара. Практически все диссертации из области надежности ЭЭС сотрудников института (и не только) прошли апробацию на семинаре, а позже были успешно защищены.

Объектами научных исследований семинара являются топливно-энергетический комплекс (ТЭК) и входящие в него специализированные системы энергетики: электроэнергетические, нефтеснабжающие, газоснабжающие, углеснабжающие и теплоснабжающие. Заседания семинара проводятся как по специальным относительно узким темам, так и по общим вопросам анализа и обеспечения надежности энергетических систем при их проектировании и эксплуатации.

Направления исследований семинара охватывают широкий круг проблем анализа и синтеза надежности СЭ в нормальных условиях и в экстремальных ситуациях. Вопросы резервирования в системах энергетики – одного из главных средств обеспечения надежности – рассматриваются на семинаре достаточно часто, им были посвящены и

специальные заседания семинара. Рассматривались методы оптимального резервирования трубопроводных систем различного технологического назначения, математические модели, алгоритмы и программные средства для решения задач выбора и рационального использования резервов генерирующей мощности в ЭЭС и др. Обсуждались методы и модели оптимизации резервов и запасов в системах газо-, нефте- и теплоснабжения, в электроэнергетических системах и ТЭК в целом [478]. Наряду с решением отраслевых задач надежности СЭ рассматривались также проблемы надежности топливоснабжения в ТЭК, вопросы обеспечения надежности и маневренности ТЭК и входящих в него специализированных СЭ, методы определения и рационального использования запасов энергоресурсов и резервов производственных мощностей, как наиболее эффективных средств обеспечения надежности энергоснабжения потребителей.

Терминология. В середине 1970-х годов стала очевидной необходимость создания научно-обоснованной терминологии в области надежности энергетических систем. Отсутствие единой упорядоченной терминологии в этой области мешало взаимопониманию специалистов в энергетике. В 1976 г. Комитетом научно-технической терминологии АН СССР и Научным советом по комплексным проблемам энергетики АН СССР для разработки терминологии по надежности СЭ была образована комиссия под председательством Ю.Н. Руденко. В состав комиссии вошли ведущие специалисты страны в области надежности СЭ, в том числе 7 сотрудников СЭИ. Базой работы комиссии стал семинар по надежности. Первая редакция терминологии была подготовлена на основе предложений, сделанных на семинаре. После многолетней упорной и трудоемкой работы пятая редакция терминологии была принята и издана в издательстве «Наука» в 1980 г. [441]. Этот документ сыграл положительную роль в развитии исследований по надежности энергетических систем.

Необходимость решения проблем надежности энергетических отраслей в современных условиях потребовала пересмотра системы терминов и определений. В 1998 г. на 69-м заседании семинара принято решение об организации работы в этом направлении. Проект новой терминологии после многолетней работы комиссии под руководством Н.И. Воропая вынесен на обсуждение и одобрен на совместном заседании Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технического совета РАО «ЕЭС России». В 2007 г. работа завершилась выпуском нового сборника терминов [442]. В основу новой терминологии положено первое ее издание, куда внесены изменения и дополнения, отражающие современное понимание структуры и содержания комплексного свойства надежности СЭ. Введены дополнительные разделы, касающиеся проблем нормирования, оценки и оптимизации, а также экономических аспектов надежности систем энергетики.

Информационным аспектам надежности, методам и вычислительным средствам решения задач надежности на семинаре уделяется большое внимание. Проведены несколько заседаний семинара по вопросам создания и использования информационных систем сбора, обработки и анализа ретроспективной информации, баз и банков данных о надежности оборудования СЭ. Практически на всех заседаниях обсуждаются математические методы и вычислительные средства для решения различных задач надежности СЭ. Для сопоставительного анализа моделей исследования надежности в электроэнергетических системах разработан комплекс тестовых расчетных схем, который в дальнейшем совершенствовался, насыщался необходимой информацией и сыграл большую роль при оценке эффективности программ, используемых в практике эксплуатации ЭЭС.

Для подведения итогов 10-летней работы семинара и определения перспективных направлений исследований в области надежности СЭ в 1983 г. в Иркутске проведены 2 заседания, одно из них международное. Обсуждались теоретико-методические пробле-

мы надежности энергетических систем [479], на повестку дня вынесен вопрос о правомочности самостоятельного существования теории надежности СЭ. В 1986 г. вышла книга Ю.Н. Руденко, И.А. Ушакова, посвященная методическим аспектам системной надежности [417], в 1989 г. – ее второе переработанное и дополненное издание. Книга в значительной степени обобщила научные результаты работы семинара и определила место теории надежности в энергетике. Вот слова Ю.Н. Руденко из книги: "*...теория надежности систем энергетики не только имеет право на существование, но должна быть в ближайшее время выделена как специальная дисциплина, чтобы тем самым дать нужный инструмент в руки разработчиков систем энергетики и огромного отряда специалистов по эксплуатации этих систем*". Авторам книги в 1993 г. присуждена премия РАН им. Г.М. Кржижановского.

Разработка нормативов надежности в СЭ – одно из направлений деятельности семинара. Хорошо обоснованные нормативы надежности могут служить не только граничными условиями, но и позволяют отказаться от трудоемких расчетов для выработки решений, при проектировании и эксплуатации энергетических систем. Использование нормативов при решении задач надежности потребовало их разработки и постоянного совершенствования. В 1984 г. в рамках семинара созданы комиссия и рабочие группы по выработке нормативов надежности специализированных систем энергетики и энергетического комплекса. Выполнен детальный анализ фактического состояния нормативной базы надежности систем электро- , газо- , нефте- , водо- и теплоснабжения. По результатам анализа сформулированы предложения по улучшению существующей нормативной базы надежности СЭ и созданию нормативов надежности для энергетического комплекса [480]. С целью обобщения опыта использования нормативов надежности при выработке решений по развитию и эксплуатации СЭ, в 1988 г. в Киеве проведено специальное заседание семинара. Проблема нормирования надежности в системах энергетики обсуждалась и на других заседаниях, она остается актуальной и сегодня.

Масштабы развития энергетических систем, недостаточная проработанность методических вопросов проблемы живучести СЭ и безусловная актуальность исследований в этом направлении стали главной причиной проведения в Иркутске 2-х специальных заседаний семинара. Первое из них состоялось в июле 1979 г. и его задачей было обсуждение места живучести в общей проблеме надежности энергетических систем, методических принципов и практических рекомендаций по исследованию живучести и ее учету при принятии решений по развитию и функционированию СЭ. Практическая важность проблемы живучести в энергетике прошла проверку временем. Системы энергетики постоянно развиваются территориально, растут их мощности и производительности, каскадные аварии становятся событиями достаточно частыми, растет уязвимость систем. В середине 1980-х годов во многих организациях разворачиваются исследования живучести энергетических систем. На втором заседании по проблемам живучести СЭ в 1987 г. обсуждается широкий спектр методических и практических результатов этих исследований, в 1990 г. выпускается монография [481]. Основное отличие изложенных в монографии подходов заключается в их ориентации на более глубокий анализ процессов функционирования, комплексную межотраслевую оценку возможных вариантов решений по развитию и функционированию СЭ с учетом живучести.

Старение энергетического оборудования является одним из важнейших факторов, снижающих надежность СЭ. Меняются стратегии ремонтов энергетического оборудования, методы планирования ремонтов и условия их проведения. Разработано множество информационных систем, методов и средств диагностики технического состояния энергетического оборудования, однако актуальность проблемы остается высокой. На заседаниях семинара постоянно обсуждаются вопросы технического обслуживания,

диагностики технического состояния и ремонтов оборудования СЭ, методы решения задачи планирования ремонтов. Критический износ оборудования, острая нехватка инвестиционных средств не только для развития СЭ, но и для реконструкции и поддержания работоспособного состояния действующего оборудования стали причиной интенсивного снижения безопасности энергетических объектов. Вопросам надежности и безопасности стареющих систем энергетики посвящено специальное заседание семинара (г. Киев, 1995 г.). На основе анализа фактического состояния оборудования СЭ различного назначения – электроэнергетических, нефте- и газотранспортных систем, и последствий возможных критических ситуаций, связанных со старением оборудования, выработаны рекомендации по обеспечению надежного и безопасного функционирования систем энергетики России и стран СНГ [482].

Совместно с VI сессией Научного совета СО АН СССР в апреле 1985 г. в Тюмени проведено заседание семинара по проблемам надежности систем энергетики Западно-Сибирского нефтегазового комплекса (ЗСНГК). Доминирующая роль ЗСНГК в обеспечении народного хозяйства СССР энергетическими ресурсами в середине 1980-х годов, огромная концентрация мощностей по добыче нефти и газа, их магистрального транспорта предъявляли особые требования к надежности функционирования нефтегазового комплекса данного региона и определяли актуальность этой тематики. Задачей заседания был анализ надежности систем добычи и обустройства нефтяных и газовых месторождений, их электро- и теплоснабжения, поиск путей и средств повышения надежности этих систем. В 1991 г. в Иркутске продолжено обсуждение этих проблем, рассматривались также вопросы живучести газотранспортной системы региона Западной Сибири.

В середине 1990-х годов остро встал вопрос оценки степени неблагоприятного воздействия объектов энергетики на людей и окружающую среду, обеспечения энергетической безопасности. Несколько заседаний семинара, в том числе одно за рубежом, посвящены вопросам выбора показателей для измерения уровня безопасности и допустимых для человека и окружающей среды значений этих показателей, разработке методов их расчета, выбора путей и средств обеспечения безопасности. По решению Научного совета РАН по комплексным проблемам энергетики разработана терминология по энергетической безопасности [446].

Успешная работа семинара привлекла к нему внимание зарубежных ученых, заседания проведены в Польше, Венгрии, Германии. С 1993 г. – работает российско-германский семинар по надежности электроэнергетических систем. Его задачей является взаимное ознакомление с методами и алгоритмами исследования и обеспечения надежности ЭЭС в России и Германии, их совершенствование и практическое использование. При активном участии специалистов по надежности из Германии, Италии, Канады, Нидерландов, Словении, США, Франции проведены 3 заседания семинара, первое и третье – в России (1993, 1998 гг.), второе – в Германии (1994 г.).

В 1994 г. по инициативе Ю.Н. Руденко создан фонд «Надежность энергетических систем», одним из направлений которого в первые годы его работы, была научно-техническая и финансовая поддержка семинара. Сейчас фонд носит имя своего первого президента Ю.Н. Руденко и задачами его являются содействие утверждению и распространению передовых энерго- и ресурсосберегающих экологически безопасных технологий; обеспечение координации научных исследований для решения проблем повышения надежности ТЭК.

Итогом коллективной работы участников семинара за 20 лет стал четырехтомный справочник по надежности СЭ и их оборудования, изданный под общей редакцией Ю.Н. Руденко в период 1994–2000 гг. [418]. По словам Ю.Н. Руденко такой справочник

нужен широкому кругу специалистов в области планирования развития, проектирования и эксплуатации СЭ и топливно-энергетического комплекса, чтобы обеспечить возможность практического использования существующих методов, алгоритмов и математических моделей для решения задач надежности. Многолетний опыт работы семинара, публикации многих серьезных работ в области надежности СЭ и ТЭК, развитие общей теории надежности технических систем явились базой для его подготовки. Существенный вклад в содержание первого, второго и четвертого томов справочника внесли сотрудники СЭИ (ИСЭМ) как ответственные редакторы (Ю.Н. Руденко, М.Н. Розанов и Е.В. Сеннова) и авторы разделов.

В первом томе справочника дана характеристика специализированных систем энергетики (электро- , газо- , нефте- , тепло- и водоснабжения), включая их основное оборудование, и топливно-энергетического комплекса. Приведены общие методы и математические модели анализа и синтеза надежности энергетического комплекса как совокупности технологически различных систем энергетики, основанные на общности их свойств. Второй том посвящен задачам надежности электроэнергетических систем и их оборудования. Методы оценки и оптимизации надежности ЭЭС в нем рассмотрены по трем составляющим – энергоресурсы, генерирующие мощности и электрические сети. Приведены методы определения ущерба потребителей от нарушения электроснабжения и действующие нормативы надежности. В третьем томе описаны модели надежности Единых систем газо- и нефтеснабжения, предприятий по добыче и транспорту углеводородного сырья. В четвертом томе приведены характеристики надежности оборудования источников тепловой энергии и тепловых сетей, описаны математические модели, способы декомпозиции и алгоритмы решения задачи построения систем теплоснабжения с заданным уровнем надежности. В каждом томе справочника есть глава или раздел, посвященные вопросам нормирования надежности, даны структура, состав и численные значения нормативов надежности систем энергетики и их обоснование.

В 1998 г. в Иркутске состоялось заседание семинара по теме: «Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы», посвященное памяти основателя семинара Ю.Н. Руденко. Оно было приурочено к открытию мемориальной доски Ю.Н. Руденко на здании Института систем энергетики СО РАН, директором которого он был 15 лет. Обсуждались методические основы надежности систем энергетики, проблемы надежности СЭ и энергетической безопасности России в современных условиях, экономические аспекты надежности в энергетике, вопросы диагностики технического состояния энергетического оборудования и др. [483]. В 2003 г. семинару исполнилось 30 лет, и его юбилейное заседание проведено в Иркутске, на берегу оз. Байкал. Заседание посвящено рассмотрению вопросов: повышения надежности энергоснабжения потребителей в регионах Российской федерации в условиях конкурентного энергетического рынка; проблем энергетической безопасности России; математических методов и моделей анализа и обеспечения надежности и безопасности СЭ.

С целью привлечения молодых ученых к решению проблем надежности в энергетике 2 заседания семинара проведены в форме школ. Задачей этих школ-семинаров было дать представление широкому кругу молодых научных сотрудников, ведущих исследования в области надежности СЭ, о наиболее важных проблемах надежности в энергетике и современных методах их решения [484].

С началом реформ в энергетике России семинар меняет направленность научных исследований, на его заседаниях обсуждаются проблемы надежности реформируемых либерализованных систем энергетики. Рассматриваются современные проблемы надежности СЭ, ее структурные и параметрические аспекты, методы, алгоритмы и информационные технологии для решения новых задач надежности при эксплуатации и развитии систем энергетики в рыночных условиях. Вопросы координации ответствен-

ности и обоснования мероприятий по обеспечению надежности СЭ различных субъектов отношений, способы формализации новых задач надежности стали предметом обсуждений последних заседаний [485 и др.].

Всего за период 1973–2010 гг. проведено 81 заседание семинара в 43-х городах Советского Союза, России и за рубежом, обсуждено около 3000 докладов. По итогам заседаний изданы более 60 тематических сборников докладов, 8 монографий и книг, 4 тома справочника по надежности СЭ, терминологические сборники по надежности систем энергетики и энергетической безопасности. Более 40 докторских и 30 кандидатских диссертаций по тематике семинара прошли апробацию на его заседаниях. Подготовлен проспект семинара, в котором описана история его создания и развития, приведены перечень и тематика проведенных заседаний, состав оргбюро, воспоминания ветеранов о первых руководителях семинара и некоторых моментах его работы [486].

Основными задачами семинара сегодня являются:

1. Осмысление проблемы надежности, ее теоретических и методических аспектов применительно к различным системам энергетики и к энергетическому комплексу в целом в современных условиях функционирования энергетики.
2. Анализ существующего состояния методических разработок и выбор перспективных направлений научных исследований надежности СЭ.
3. Создание теоретико-методической базы, методов и средств решения наиболее актуальных и сложных научно-практических задач обеспечения надежности СЭ в рыночных условиях.
4. Разработка подходов и моделей для решения задач надежности СЭ с единых теоретических и методических позиций, основанных на использовании современных математических методов и новейших информационных технологий.

Переломный момент в исследованиях надежности СЭ наступил в связи с перестройкой, которая привела к смене политического и экономического строя, негативно отразилась на науке вообще и академической в частности. С началом перестройки резко изменились направленность и содержание исследований надежности систем энергетики. Это было связано, прежде всего, с приватизацией энергетических систем, появлением частных собственников различных объектов энергетики, уходом государства от управления энергетическими отраслями общественного производства, заменой вертикальной интеграции энергосистем на горизонтальную, «распаковкой» технологических звеньев систем. В результате при возникшем спаде энергопотребления, несмотря на благие намерения «архитекторов» перестройки, практика обнаружила резкое снижение надежности энергоснабжения. Во главе отраслей встали люди, умеющие управлять финансовыми потоками, но не техническими процессами в больших сложных производственных системах, что привело к серии глобальных аварий. В этих условиях работы по надежности сводились, в основном, к выявлению причин снижения надежности, разработке первоочередных мер по их нейтрализации с учетом условий функционирования внедряемых в практику либерализованных, конкурентных рынков всех уровней, распределения ответственности за обеспечение надежности между большим числом собственников – субъектов рынка.

На этом фоне произошло существенное усложнение процесса управления надежностью систем энергетики. Возросли неопределенность условий функционирования, число субъектов управления, неясность с источниками и условиями инвестирования в надежность, некомпетентность в управлении надежностью. Усложнение процесса управления обосновывается необходимостью снижения стоимости энергоснабжения. Однако на практике более чем за 20 лет реформ произошел существенный рост тарифов без какого-либо роста надежности энергоснабжения. Несмотря на сложившуюся обста-

новку, работы по обеспечению надежности в энергетике наряду с решением традиционных задач надежности, активно ведутся в следующих направлениях:

- законотворческая деятельность по обеспечению надежности и ответственности за ненадежность на всех уровнях (от ГОСТов и федеральных законов до стандартов организаций);
- технико-экономическое обоснование первоочередных, наиболее эффективных и малозатратных мероприятий по обеспечению надежности энергоснабжения в условиях глубокого недофинансирования энергетических отраслей;
- нормирование надежности с целью использования нормативов при управлении развитием и функционированием систем энергетики;
- декомпозиция системной надежности по территориальному признаку (зоны свободных перетоков) и по технологическим звеньям (выработка, транспорт, преобразование, распределение, потребление). Выявление узких мест и ответственных за их устранение;
- формирование института дополнительных услуг по надежности, начиная от договорных обязательств до оплаты услуг по обеспечению надежности.

Создание в России либерализованного энергетического рынка потребовало решения новых серьезных научных и практических задач обеспечения надежности энергетических систем. Это связано со сменой в России и ряде других стран экономической и политической парадигмы, в результате чего произошла либерализация отношений субъектов, вовлеченных в процессы функционирования и развития систем энергетики. Как следствие, существенно трансформировались задачи надежности СЭ, изменились их структуризация и содержание по причинам:

– появления в отраслях энергетики новых организационных структур, несовпадающих с технологическим построением соответствующих СЭ;

– наличия интересов многих субъектов отношений в процессе функционирования и развития СЭ, обеспечения их надежности и надежности энергоснабжения потребителей, причем эти интересы противоречивы;

– трансформации и усиления роли экономических механизмов для обеспечения надежности СЭ на основе рационального сочетания рыночных стимулов и государственного регулирования;

– выстраивания новой системы распределения ответственности за обеспечение различных составляющих надежности топливо- и энергоснабжения потребителей между субъектами отношений на новой экономической основе.

Решение проблем надежности СЭ в условиях формирования либерализованного энергетического рынка требует многочисленных глубоких исследований. Новые подходы только начинают формироваться, контуры методологии, отвечающей новым реалиям, вырисовываются с большим трудом в поисках объективной целесообразности. Основные направления исследований в перспективе представляются следующими:

1) структуризация задач надежности в СЭ в либерально-рыночных условиях в соответствии с концепцией взаимодействия субъектов энергорынка;

2) создание взаимосогласованной системы нормативов, требований и стандартов по надежности СЭ в рыночных условиях на основе пересмотра действовавших ранее требований и методических указаний. Рассмотрение надежности как возмездной услуги;

3) разработка новых эффективных методов, алгоритмов и математических моделей для решения традиционных и новых задач исследования и обеспечения надежности СЭ с использованием современных средств вычислительной математики, компьютерного моделирования, информационных технологий.

В настоящее время исследования в области надежности систем энергетики находятся на переломном этапе. Не до конца ясны формы новых отношений в СЭ, отсутствует четкая схема управления энергосистемами в рыночных условиях, что существенно осложняет проведение исследований. В этих условиях важно основываться на результатах предшествующих разработок, совершенствуя тот багаж, который был наработан многими исследователями в этой области за прошедшие десятилетия у нас и за рубежом.

Заключение. С самого начала формирования в институте направления, связанного проблемой надежности, было принято решение о проведении соответствующих исследований и их координации во всех системах топливно-энергетического комплекса, общественного и промышленного производства. На начальном этапе выполнялись работы по оценке и анализу надежности систем энергетики, впоследствии решались задачи по оптимизации их надежности или по оптимизации управления системами энергетики и ТЭК в целом с учетом надежности и безопасности. В связи с методической и вычислительной сложностью задач оптимизации СЭ, а также необходимостью учета большого числа влияющих на надежность факторов в этих работах широко использовались интерактивный метод и другие современные подходы.

За всю историю СЭИ (ИСЭМ) выполнялись работы по надежности таких систем энергетики как электроэнергетические, тепло-, газо-, нефте-, угле- и водоснабжающие. Наряду с теоретическими достижениями, наиболее существенными результатами этих работ следует рассматривать разработанные программы и программно-вычислительные комплексы для оценки и оптимизации надежности систем энергетики, методические положения по учету фактора надежности при управлении развитием и функционированием энергетических систем на различных временных этапах и территориальных уровнях разных технологических звеньев.

В зависимости от изменений внешних условий периодически формулируются новые задачи надежности. Постоянно выполняются научно-практические работы по анализу и оптимизации надежности генеральных схем развития специализированных систем энергетики, конкретных проектов систем и основных объектов энергетики. Большое внимание уделяется надежности интеграционных проектов по объединению энергетических систем разных стран (Западная Европа – Россия; Сибирь и Дальний Восток России, с одной стороны, и Япония, Корея, Китай – с другой, и т.д.). Традиционными стали работы по разработке и выпуску терминологических сборников по надежности, материалов по нормированию надежности. При активном участии сотрудников института подготовлен и издан четырехтомный справочник по надежности СЭ, ставший основой теории надежности энергетических систем.

Исследованиями в области надежности систем энергетики в разные годы занимались, занимаются и сейчас многие сотрудники института: И.А. Александров, Н.Е. Буйнов, Н.И. Воропай, Т.В. Дзюбина, И.И. Дикин, М.А. Дубицкий, В.И. Зоркальцев, В.В. Иванов, Н.И. Илькевич, С.М. Каплун, Г.Ф. Ковалев, Г.В. Колосок, Г.Р. Кудряшов, Ю.А. Кузнецов, Ю.Н. Кучеров, Л.М. Лебедева, А.П. Меренков, В.В. Могирев, Л.С. Попырин, М.Н. Розанов, Е.В. Сеннова, В.А. Стенников, Г.М. Трошина, Г.А. Федотова, М.Б. Чельцов и др.

Весьма плодотворными были и до сих пор остаются научные связи сотрудников института с такими специалистами по надежности и учеными, как: Г.А. Волков, Б.В. Гнеденко, Ю.Б. Гук, В.Г. Китушин, Г.П. Лялик, Н.А. Манов, И.В. Недин, Б.В. Папков, В.А. Савельев, Е.Р. Ставровский, М.Г. Сухарев, И.А. Ушаков, Е.М. Червонный, Г.Н. Черкесов, Ю.Я. Чукреев, В.Д. Шлимович, В.И. Эдельман, V.T. Nitu (Румыния), H.-J. Haubrich, E.-J. Handcchin (Германия) и др.

Тематика исследований СЭИ (ИСЭМ) в области надежности СЭ последние 15-20 лет отражает современные проблемы надежности энергетических систем в новых экономических и социально-политических условиях жизни России. За 50 лет коллективом Института проделана большая работа по анализу и решению проблем надежности электроэнергетических систем и электроснабжения потребителей. Накоплен большой теоретический и практический потенциал для решения актуальных задач надежности электроэнергетических и теплоснабжающих систем на современном уровне. Сохранен основной кадровый состав, имеет место хотя и недостаточный, но приток молодых сил и научных талантов в данную отрасль знаний. Сохраняются и расширяются связи с отечественными и с зарубежными специалистами в области надежности энергетических систем. Все это вселяет оптимизм и надежду на успешное решение традиционных и новых задач надежности с учетом изменившихся условий развития и функционирования энергетики России.

3.11. Механизмы управления либерализованными системами энергетики и их реализация

Начавшийся в начале 90-х годов прошлого столетия в рамках перехода к рыночной экономике процесс разгосударствления отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) охватил предприятия нефтяной, нефтеперерабатывающей и угольной промышленности и предусматривает переход к 2011 г. на рыночные механизмы электроэнергетики и газовой отрасли. В процессе их реформирования должна быть сформирована либерализованная система рыночных отношений и реализующих их механизмов. Вместе с тем мировой опыт управления энергетическими системами свидетельствует о необходимости сохранения в той или иной мере госрегулирования их деятельности. Объективно это связано с тем, что предприятия энергетики, как правило, имеют монопольное положение на рынке, несут на себе важнейшую социальную функцию в энергообеспечении населения и социальной сферы, оказывают сильное влияние на экологию, имеют экспортную направленность и оказывают значительное влияние на геополитическую составляющую многих государств.

Целью государственной энергетической политики является максимально эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов, развитие потенциала энергетического сектора для обеспечения экономического роста и повышения качества жизни населения страны.

К основным механизмам государственного регулирования и управления либерализованными системами энергетики можно отнести экономические, организационные и законодательные. Отдельные положения, развиваемые в ИСЭМ (СЭИ) в этом направлении излагаются ниже.

3.11.1. Механизмы управления либерализованными системами электроэнергетики

Формирование либерализованного рынка электроэнергии. Электроэнергетика – одна из основных инфраструктурных отраслей экономики, определяемая многими отечественными специалистами в качестве локомотива экономики. В электроэнергетике процессы либерализации находятся в завершающей стадии, поэтому здесь наиболее наглядно проявляется трансформация механизмов управления и проблемы их становления.

В основе формирования либерализованного рынка электроэнергетики лежит разделение конкурентного и монопольного видов деятельности. В конкурентном секторе электроэнергетики в настоящее время работают шесть тепловых оптовых генерирую-

щих компаний (ОГК), ОАО «РусГидро», 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК), компания ИНТЕР РАО ЕЭС, а также многочисленные компании, обеспечивающие сбыт электроэнергии конечным потребителям.

Монопольный сектор формируют Федеральная сетевая компания, Системный оператор, холдинг межрегиональных распределительных компаний (МРСК) и компания «Энергетические системы Востока», консолидирующая активы дальневосточных энергосистем.

В настоящее время структурные преобразования в отрасли завершены, организована система рынков. Сердцевина – оптовый рынок электроэнергии, создан, запущен и функционирует с 1 сентября 2005 г. Сформированы розничные рынки и рынок мощности. Идет работа над созданием рынка системных услуг и рынка производных финансовых инструментов. С 1 января 2011 г. законом запрещается регулируемое тарифообразование на генерацию. Это означает завершение процесса либерализации и отладки рыночного механизма в электроэнергетике страны.

Преобразование форм собственности, завершение структурной реформы и либерализация отношений в отрасли привели к новым механизмам и формам управления. Это относится ко всей иерархии задач управления, включающей задачи государственного уровня и уровня компаний и корпораций, уровня технологического и организационного управления, уровня управления функционированием и развитием производственных мощностей.

Система государственного управления основана на двух принципах: государственного контроля, с одной стороны, и рыночной саморегуляции – с другой. Осуществление контроля, как и выполнение прочих госфункций, связанных с управлением отраслью, поручено федеральному Министерству энергетики и Агентству по энергетике Росэнерго. На базе этих структур выстраивается реальная государственная система управления реформированной, либерализованной энергетикой. Вторая сторона – рыночная. НП «Совет рынка» – новое юридическое лицо, саморегулируемая структура – создана на базе администратора торговой системы. В этой структуре представлены все участники рынка – поставщики, потребители, а также государство. Именно там сосредоточены все рычаги управления рынком в интересах и поставщиков, и потребителей электроэнергии.

В новой структуре отрасли существует необходимость координации и систематизации процессов в отдельных территориях. Поэтому государственное управление, кроме федерального контроля, включает координацию вертикальных и горизонтальных отраслевых связей. Принимая во внимание принцип административно-территориального деления Российской Федерации и условную градацию на климатические зоны, целесообразно создание координирующих центров в соответствии с существующими границами округов Российской Федерации. В настоящее время в федеральных округах созданы некоммерческие энергетические ассоциации при активном участии полномочных представителей Президента РФ и крупных предприятий энергетического комплекса. В субъектах РФ трансформируются полномочия губернаторов. Они становятся более сложными и требуют большей квалификации со стороны губернатора и регионального министра энергетики.

Постоянные изменения в модели рынка электроэнергии и мощности, отставание методов государственного регулирования и корпоративного управления от динамики процесса реформ отрасли, стремлением увеличивать прибыльность предприятий в ущерб надежности работы и модернизации производства не способствуют стабилизации механизмов управления электроэнергетическим рынком.

Либерализация отношений в электроэнергетике значительно повлияла на структуру и практику оперативно-диспетчерского (технологического) управления, много-

кратно повысило его роль и ответственность. Новые механизмы технологического управления закреплены новыми Правилами оперативно-диспетчерского управления, новой системой договорных отношений, регламентами, положениями и инструкциями.

Сформировавшиеся оптовый и розничный рынок электроэнергии и мощности потребовали создания новых механизмов управления взаимоотношениями сторон, некоторые из которых, развиваемые в ИСЭМ, излагаются ниже.

Механизмы управления поставками электроэнергии на оптовом рынке. Проведение реформы в отечественной электроэнергетике и становление энергетического рынка в главных чертах соответствует концепции либерализации отрасли, реализуемой во многих странах мира. В то же время структурные изменения, положения правовой базы и применяемые механизмы управления в России отражают условия и специфику существующей энергосистемы и во многом уникальны.

На основе анализа особенностей формирования отечественного рынка электроэнергии и зарубежного опыта в работах ИСЭМ [487–489] смоделированы основные стадии преобразования отрасли, дана их характеристика и возможные последствия реализации целевой модели либерализованного рынка электроэнергии, описаны особенности формирования оптового и розничного рынков, оценены условия и перспективы привлечения инвестиций. Открытая дискуссия о ходе реформы в отрасли открыла возможность для привлечения зарубежных специалистов к обсуждению особенностей либерализации отечественной электроэнергетики с анализом возможных негативных последствий.

Торговля электроэнергией на отечественном оптовом рынке ведется по трем основным формам: краткосрочная торговля с почасовым согласованием спроса и предложения (рынок на сутки вперед), торговля в рамках балансирующего рынка и средне- или долгосрочная торговля с заключением договоров на физические поставки электроэнергии в будущем (свободные двусторонние договоры (СДД) купли-продажи электроэнергии).

Двусторонние договоры являются одним из основных видов торговли на отечественном и зарубежных оптовых рынках электроэнергии. Заключение договоров дает покупателю электроэнергии гарантии того, что определенные объемы электроэнергии будут поставлены по договорной цене в соответствии с согласованным с поставщиком графиком поставок. Поставщику заключение СДД позволяет выбирать платежеспособного потребителя, обеспечивать рациональную загрузку своего энергетического оборудования и повышать эффективность его использования. СДД применяются для уменьшения изменчивости цен на рынке на сутки вперед.

Для обоюдовыгодного использования договоров необходима комплексная методика планирования поставок, согласования интересов сторон, корректировки и расторжения уже действующих договоров. Такая методика снижает риски конкурентного оптового рынка и максимизирует прибыль его участников.

Важным научным результатом стала разработка комплекса оптимизационных моделей для планирования поставок по двусторонним договорам для разных сочетаний возможных партнеров [39, 490, 491]. В моделях учитывается случайный характер исходной информации и взаимосвязи поставок с работой рынка на сутки вперед. Важным свойством моделей является учет ограничений по работе электрической сети и выплат партнеров по договору за использование услуг организаций, обеспечивающих функционирование инфраструктуры рынка.

Решение сложной, большой размерности, с множеством переменных и случайным характером исходной информации задачи планирования поставок стало возможным благодаря использованию стохастического метода динамического программирования с предварительным формированием функций будущей прибыли [492, 493].

В условиях низкой достоверности прогнозов поведения рыночных цен и объемов потребления электроэнергии на среднесрочную перспективу важен анализ экономической эффективности действующих договоров и своевременное изменение их условий. В ИСЭМ разработаны принципы коррекции условий действующих договоров для страхования партнеров от финансовых рисков и получения дополнительной прибыли [494].

Ключевым элементом структурных преобразований в электроэнергетике является разделение конкурентных и монопольных видов деятельности. При этом передающие и распределительные электрические сети отделяются от генерации, сбыта и потребления электроэнергии. В соответствии с этим принципом компания не может владеть и управлять генерирующими и передающими (или распределяющими) мощностями одновременно.

Широта и универсальность применения этого принципа делают актуальным исследование его возможных последствий и побочных эффектов. Особенный интерес представляет воздействие такого регулирования на цены за передачу и пропускные способности сетей.

В институте выполнен анализ некоторых последствий организационного отделения сетей от генерации электроэнергии [495–497], рассмотрено влияние этого отделения на прибыльность и оптимальную пропускную способность вновь строящихся линий электропередачи (ЛЭП). Показано, что новые ЛЭП более прибыльны для генерирующих компаний, чем для специализированных сетевых компаний, и что принудительное отделение электрических сетей от генерирующих мощностей приводит к сокращению оптимальных пропускных способностей новых ЛЭП. Рассмотрено влияние такого регулирования на деятельность существующей единственной сетевой компании. Показано, что принцип отделения сетей вместе с монопольными привилегиями увеличивает цены на передачу электроэнергии и снижает пропускные способностей сетей. Напротив, упразднение монопольных привилегий в передаче электроэнергии и возможность объединения функций генерации и передачи в рамках одной компании увеличивают пропускные способности сетей и снижают цены на передачу электроэнергии.

В новых экономических условиях остается актуальной проблема средне- и долгосрочного планирования оптимальных режимов работы энергосистем. Особенно это важно для ЭЭС с большой долей ГЭС, имеющих водохранилища годового и многолетнего регулирования. В таких энергосистемах диспетчерские действия, принимаемые только на основе сигналов рынка на сутки вперед, не способны обеспечить оптимальные условия работы ЭЭС в будущем. Для обеспечения экономически эффективного, надежного и бесперебойного энергоснабжения в таких энергосистемах необходимо планирование и ведение долгосрочных оптимальных режимов с возможностью их оперативного корректирования. С этой целью в ИСЭМ разрабатывается методика планирования долгосрочных оптимальных режимов ЭЭС с ГЭС и выполняется исследование возможности реализации оптимальных планов загрузки электростанций в рыночных условиях на основе анализа цен на электрическую энергию. В рамках данного направления сформулирована математическая постановка задачи среднесрочного и долгосрочного планирования оптимальных режимов загрузки электростанций, основанная на использовании метода динамического программирования [498], предложена декомпозиция задачи планирования долгосрочных оптимальных режимов ЭЭС с ГЭС в ее динамической интерпретации, обеспечивающая снижение трудоемкости расчетов. Для решения этих задач разработана методика расчета узловых цен на электроэнергию, вырабатываемую ГЭС, с использованием стоимости воды, расходуемой через турбины каскаднорасположенных электростанций [38, 39, 499]. Разработанные математические модели и методы в дальнейшем предполагается реализовать в виде программного комплекса для проведения научно-практических исследований.

3.11.2. Методы и механизмы управления либерализованными системами теплоснабжения

Централизованное теплоснабжение в России, на долю которого приходится 72 % отпуска тепловой энергии, является основным видом обеспечения потребителей тепловой энергией. Появление множества собственников в этом секторе экономики, связанное с процессом либерализации энергетики в начале 90-х г. XX в., привело к формированию новых экономических отношений между производителями и потребителями тепловой энергии и созданию рынка тепла.

Основной особенностью рынка тепловой энергии, по сравнению с другими энергетическими рынками (электроэнергетическими, газовыми, нефтяными и др.) является локальный характер по производству и потреблению тепловой энергии, определяемый высокой стоимостью тепловых сетей, значительными тепловыми потерями. Они объективно делают нецелесообразной транспортировку тепла на дальние расстояния. Современные тепловые сети являются сложными, топологическими инженерными сооружениями. Структурная сложность тепловых сетей проявляется в многоконтурности и пространственности их схем, в наличии активных и регулирующих устройств, неоднородности и нелинейности индивидуальных технико-экономических характеристик элементов, что усложняет выбор варианта принятия решения по их реконструкции и развития.

На локальных рынках тепловой энергии действуют ограниченное количество источников тепла (ИТ), существуют жесткие физико-технические условия и сетевые ограничения, а также ограничения по мощности ИТ. Развитие либерализованной экономики в России, принадлежность объектов теплоснабжения различным собственникам приводят к необходимости постановок принципиально новых задач по организации отношений в этом специфическом секторе экономики, существенно ограничивая при этом использование уже известных и отработанных математических моделей.

Анализ рынка тепловой энергии России. На территории России в настоящее время функционируют более 50000 рынков тепловой энергии. Каждый рынок имеет свои особенности и специфику, это определяется как разнообразием присутствующих на нем источников тепловой энергии, так и своей неповторимой конфигурацией тепловых сетей. Укрупненно рынки можно разделить на четыре основные категории:

- сверхкрупные – 15 городов с производством и потреблением более 10 млн Гкал в год;
- крупные рынки – 44 города с потреблением от 2 до 10 млн Гкал в год;
- средние рынки – сотни городов с потреблением от 0,5 до 2 млн Гкал в год;
- малые рынки – более 40000 поселений с потреблением тепла от централизованных источников менее 0,5 млн Гкал.

Формирование рынка тепловой энергии осуществляется, как правило, на базе существующих теплоснабжающих систем. Вид модели зависит от стратегической цели, которая при этом будет поставлена. Так, например, если стратегической целью является поддержание надежности и снижение технических и экономических рисков в системе теплоснабжения, то для устойчивого развития источников необходим контроль собственника теплогенерации над бизнесом теплосетевой компании. В этом случае все функции по выработке, транспорту и сбыту тепловой энергии в рамках рассматриваемой теплоснабжающей системы должны быть сосредоточенны в рамах «Единой тепловой компании» рис. 3.46.

Сформированаая таким образом компания получает в собственность все активы муниципалитета, включая ИТ, распределительные и домовые теплосети. В то же время муниципалитет получает соответсвующий пакет акций этой компании и принимает не-

посредственное участие в ее управлении согласно принятой программе реконструкции и развития системы теплоснабжения города.

В модели «Единая тепловая компания» весь бизнес по теплоснабжению потребителей консолидируется в одной компании, что обеспечивает благоприятные условия для оптимизации функционирования и развития теплоснабжающих систем, а также способствует капитализации компании и росту ее инвестиционной привлекательности.

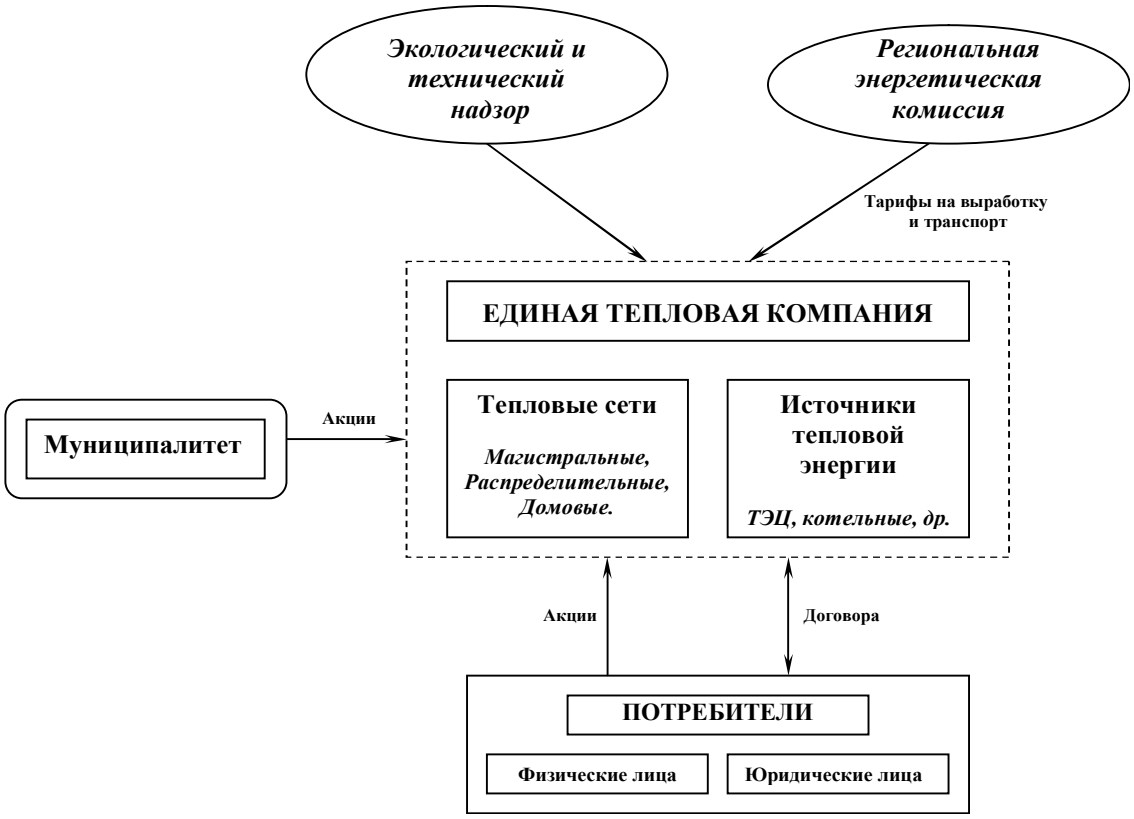


Рис. 3.46. Модель «Единая тепловая компания».

В том случае, когда стратегической целью является формирование конкурентной среды на рынке теплоснабжения, все теплоисточники города, принадлежащие различным собственникам, подключаются к единой закольцованной тепловой сети, а для обеспечения технологической и коммерческой диспетчеризации создается независимый оператор тепловой сети (Теплосетевая компания). Деятельность по передачи тепловой энергии отделяется от ее производства. Теплосетевая компания осуществляет закупку тепловой энергии у источников тепловой энергии с наименьшими тарифами, а затем реализует ее потребителям. Данная модель является организационно-экономическим механизмом, обеспечивающим конкурентный отбор поставщиков тепловой энергии для локальной системы централизованного теплоснабжения с учетом технических возможностей источников тепла и ее сетевой инфраструктуры рис. 3.47.

Модель данного вида часто называют моделью «Единого закупщика» – впервые реализована в Италии в период реструктуризации электроэнергетики. В России она также получила широкое применение и не редко используется для моделирования электроэнергетических и теплоснабжающих систем в процессе их реформирования.

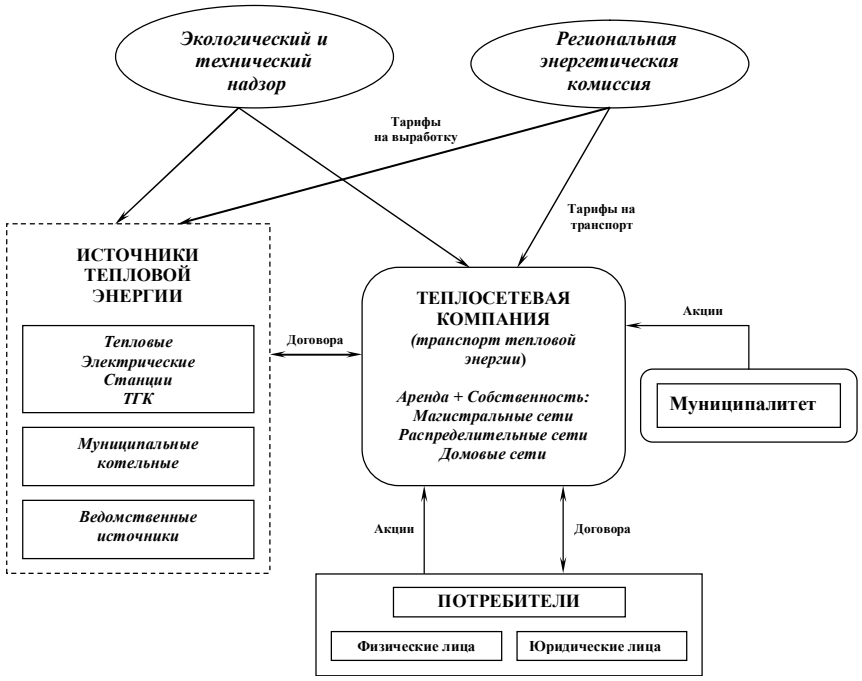


Рис. 3.47. Модель конкурентного рынка тепловой энергии.

Конкурентный рынок тепловой энергии, с позиции организации функционирования теплоснабжения потребителей, может быть представлен в виде иерархической двухуровневой модели [500, 501]. Теплосетевая компания в этой модели находится на верхнем уровне, она производит закупку тепловой энергии на втором уровне, представленном ИТ так, как это представлено на рис. 3.48. Источники тепла, исходя из складывающейся конъюнктуры цен на рынке тепла, производят такое количества тепловой энергии, которое максимизирует их прибыль. При этом сетевая компания стремится минимизировать сетевые затраты с учетом физико-технических ограничений тепловой сети.

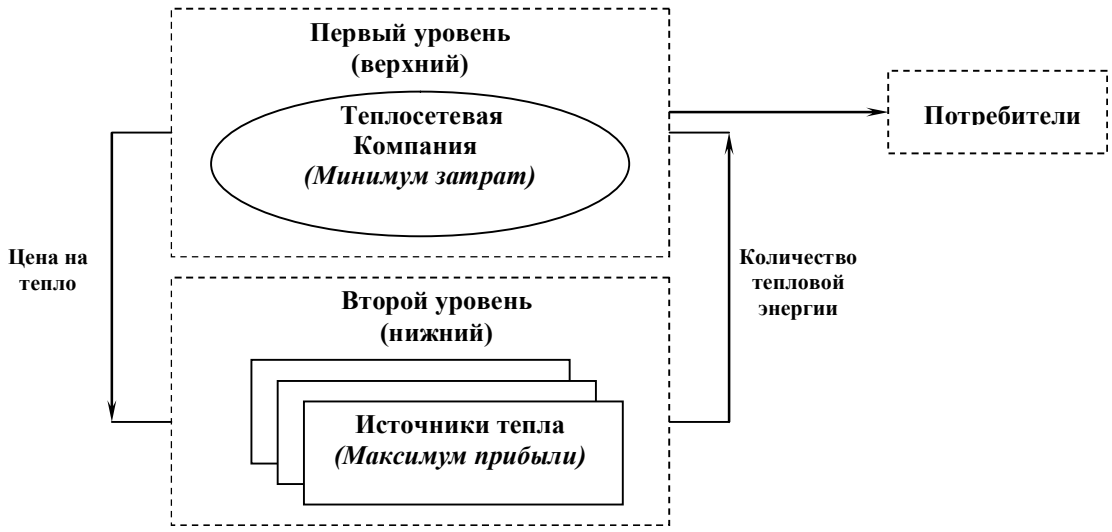


Рис. 3.48. Иерархическая структура конкурентного рынка тепловой энергии.

Графическая иллюстрация решений для теплового рынка с двумя источниками и соединяющими их потребителями тепловыми сетями, интерпретируемого двухуровневой моделью, показана на рис. 3.49. Ось абсцисс представляет собой возможные варианты распределения тепловых нагрузок между источниками при заданном спросе на тепловую энергию в течение года, а ось ординат – суммарные затраты на производство и транспорт тепла.

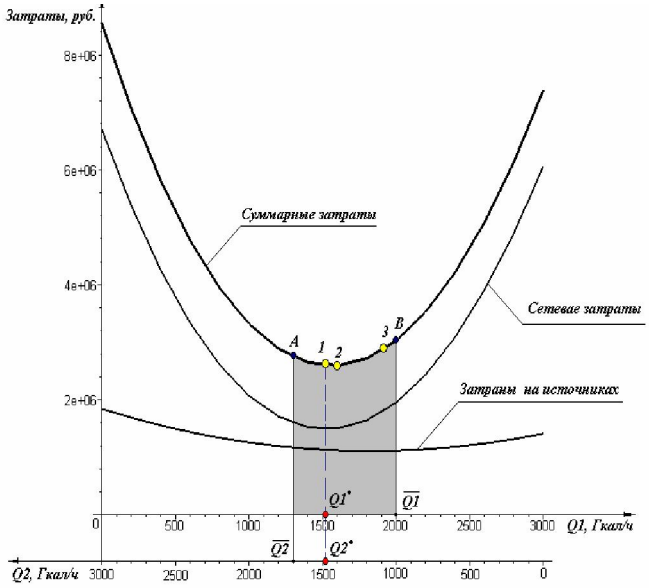


Рис. 3.49. Графическое представление результатов оптимизации ТСС по двухуровневой модели.

Графические интерпретации затрат по тепловым сетям и источникам построены на основе многовариантных расчетов для различных уровней нагрузок ИТ с учетом соответствующего им оптимального потокораспределения в сети. Кривая суммарных затрат получена путем суммирования величин затрат по источникам и тепловым сетям для различных сочетаний нагрузок по ИТ в течение года.

Вертикальные линии $A\overline{Q2}$ и $B\overline{Q1}$ соответствуют верхним ограничениям по мощности соответственно для второго и первого источников тепловой энергии $\overline{Q2}$ и $\overline{Q1}$. Между ними находится область допустимых решений рассматриваемой задачи для заданного спроса на тепловую энергию со стороны потребителей. На кривой суммарных годовых затрат по системе она интерпретируется отрезком AB.

Оптимальное решение, полученное по общехозяйственному критерию приведенных дисконтированных затрат, соответствует точке 2 на кривой *AB*. Решение, полученное с помощью двухуровневой модели на кривой AB, представлено точкой 1. Эта точка (1) является решением задачи по двухуровневой модели. По своему значению оно очень близко к решению, соответствующему общехозяйственному критерию. Дополнительно для сравнительного анализа был выполнен расчет теплоснабжающей системы по критерию минимума средневзвешенной цены на ИТ без учета оптимизации тепловых сетей. В данной постановке сначала определяется решение по источникам тепловой энергии, а затем для найденных производительностей источников рассчитывается оптимальное потокораспределение в тепловых сетях и их технико-экономические показатели с дальнейшим выходом на общесистемную оценку. Это решение на отрезке *AB* представлено точкой 3. Сравнение полученных результатов показывает, что ориентация

на оптимизацию только источников без оптимального учета тепловой сети в условиях рынка (точка 3) может приводить к росту затрат, а следовательно и тарифа для потребителя. В данном случае полученные затраты более чем на 15 % превысили затраты в решение, полученное по двухуровневой модели.

Оптимальное распределение тепловой нагрузки относительно двух источников в течение года представлено на рис. 3.50. Данный график отражает оптимальную загрузку ИТ, учитывающую формируемый в течение года спрос на тепловую энергию, определяемый расчетным путем с помощью графика Россандера.

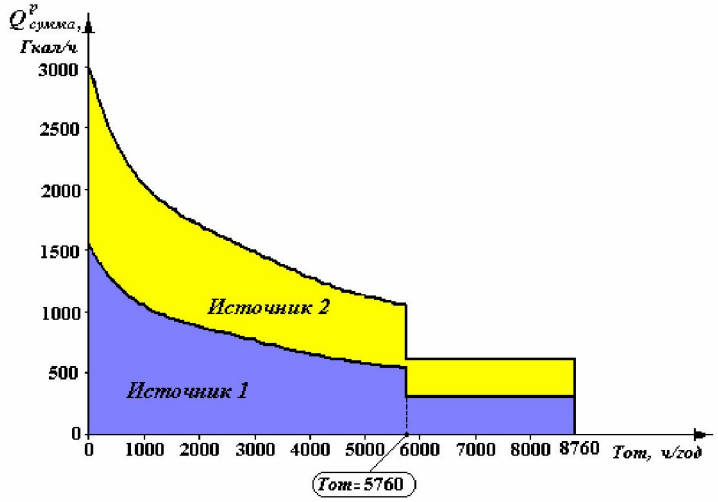


Рис. 3.50. Оптимальная загрузка источников тепла в течение года.

Графическая интерпретация поиска оптимального решения по обеспечению тепловой энергией потребителей для теплового рынка с двумя теплоисточниками, работающими в соответсвии с их загрузкой приведенной выше на графике, представлена на рис. 3.51.

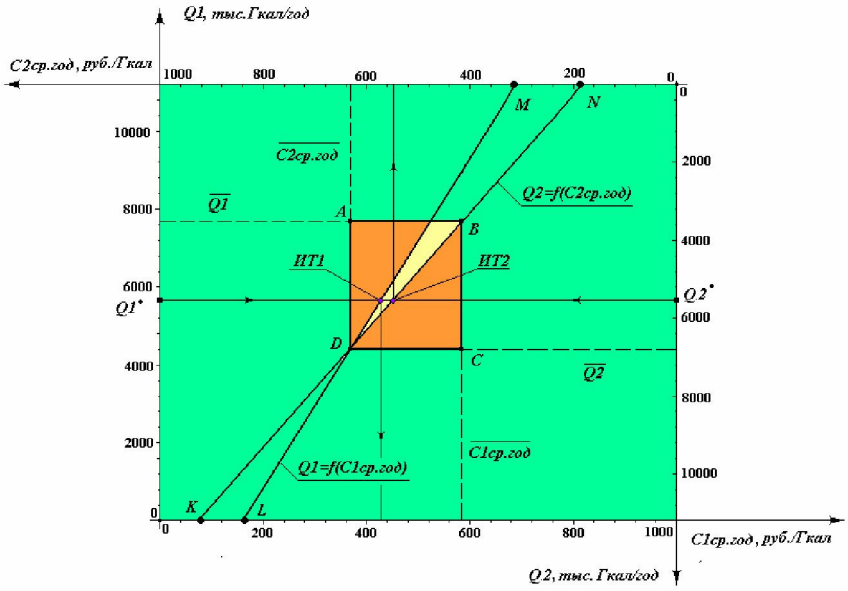


Рис. 3.51. Графическая интерпритация поиска решения для теплового рынка с двумя источниками тепловой энергии.

Ось ординат представлена в виде возможных комбинаций распределения годовых объемов производства тепловой энергии между первым и вторым ИТ, при заданном годовом спросе на тепловую энергию со стороны потребителей, а ось абсцисс отражает среднегодовые цены на тепло, которые соответствуют этим комбинациям.

Линии *KN* и *LM* являются функциями отклика объема выработки тепловой энергии в зависимости от ее цены для второго и первого источника тепла соответственно. Прямоугольник *ABCD,* полученный путем наложения на график ограничений по максимальной мощности ИТ и соответствующих им оптимальным ограничениям среднегодовых цен на тепло, представляет собой область допустимых решений определяющих наилучшее распределение годовой нагрузки между ИТ. Линия $Q1^{*}Q2^{*}$ соответствует наилучшему уровню загрузки ИТ, с учетом оптимизации тепловой сети, полученному с помощью предлагаемой модели. Отклонение линии $Q1^{*}Q2^{*}$ от оптимального уровня до отрезка *AB* приведет к увеличению сетевых затрат на 29,6 %, а до отрезка *CD* на 12,2 (для рассматриваемой ТСС).

Проведенные исследования и их графический анализ с использованием различных методических подходов показал, что тепловые сети во многом определяют величину экономического и энергетического эффекта получаемого на источниках тепла и существенно влияют на рациональную работу ТСС в целом. Поиск наилучшего решения только по источникам тепла без оптимального учета тепловых сетей может приводить к значительному перерасходу затрат по системе и достигать 25 % и более.

Разработанная двухуровневая модель оптимизации ТСС позволяет находить наилучший вариант организации теплоснабжения, включая загрузку теплоисточников и распределение теплоносителя по тепловым сетям. Она в наибольшей степени отражает реальные условия, формирующиеся на рынках тепловой энергии в России. Данная модель обоснованно учитывает устанавливаемые «правила поведения» участников рынка тепла (производители – теплосетевая компания – потребители), а также физико-технические и экономические условия и ограничения, действующие в теплоснабжающих системах.

3.11.3. Экономически обоснованные тарифы на электрическую и тепловую энергию на розничном рынке в РФ

Тарифно-ценовая политика при переходе к полной либерализации цен на энергоресурсы должна стать механизмом постепенного перевода наиболее чувствительных потребителей энергии на рыночные взаимоотношения с поставщиками энергии и развитие свободного конкурентного рынка энергетических ресурсов. Его становление сдерживается отсутствием реально конкурирующих производителей-поставщиков энергии, медленным формированием системы цивилизованной (биржевой) торговли, не равными условиями доступа к специализированным транспортным системам энергии (магистральным трубопроводам, электрическим и тепловым сетям) участников рынка. Необходимо также понимать, что либерализованный рынок энергии не может стать единственным и всеобъемлющим механизмом формирования цен на энергоресурсы, например для многих отдаленных территорий Сибири, не имеющих крупных сосредоточенных потребителей, и отличающихся сложными, смешанными, схемами доставки топлива, включая автомобильный, железнодорожный, речной, морской и др. виды транспорта. Для таких территорий оправдан режим высокой монопольной концентрации. В связи с изложенным ценовая политика на локализованных рынках топлива и энергии находится и должна находиться в будущем под государственным контролем.

Государственное регулирование цен (тарифов) на энергетические ресурсы в России в настоящее время регламентировано в отношении газовой промышленности, электроэнергетики и теплоснабжения, включая регулирование цен (тарифов) на услуги энергетического характера, оказываемых организациями коммунального комплекса.

Рынки угля, нефтепродуктов являются либерализованными и их функционирование регулируется федеральным законом «О защите конкуренции».

Государственное регулирование цен (тарифов) на энергоресурсы имеет многоуровневый характер, осуществляется федеральными и региональными органами исполнительной власти по государственному регулированию цен (тарифов), а также органами местного самоуправления. Для его полноценной реализации необходимо совершенствование нормативно-правового обеспечения в сфере регулирования цен (тарифов) на энергоресурсы в России в части: регулирования тарифов организаций коммунального комплекса; учета особенностей функционирования «неценовых» зон оптового рынка электроэнергии[10]; нормативной рационализации применяемого в настоящее время жесткого метода установления предельных индексов в среднем по субъектам Российской Федерации (муниципальным образованиям); введения нормативной регламентации применения метода установления регулируемых цен (тарифов) на основе принципов «справедливого возврата вложенных средств» (установления нормы доходности на вложенный капитал) и т.д.

Перспективная ценовая политика в сфере топливо-, энергоснабжения потребителей должна строиться на достижении баланса интересов различных категорий производителей (поставщиков) и потребителей энергетических ресурсов с учетом национальных требований по макроэкономической стабильности (исключения инфляционных процессов за счет чрезмерного роста цен на топливо и энергию); справедливости ценообразования, возмещения производителям (поставщикам) топлива и энергии экономически обоснованных затрат; недопущения злоупотреблений доминирующим положением отдельных субъектов рынка угля, нефтепродуктов; доступности энергетических товаров и услуг для потребителей; конкуренции между различными видами энергоресурсов на основе установления рационального соотношения цен на них; поощрения, поддержки энергосбережения, особенно в сфере конечного использования энергоресурсов; обеспечения стабильности условий и режима ценообразования для стимулирования частных инвестиций в объекты регулируемых видов энергетической деятельности; реализации принципов социального выравнивания в расходах населения на оплату услуг электро-, теплоснабжения.

В рамках оптимизации и согласования инструментов ценовой и инвестиционной политики целесообразно выработать механизм ценового гарантирования инвестиций для важнейших категорий объектов, определяющих минимально необходимые параметры технологического резерва мощностей в системах коммунальной инфраструктуры в целях предотвращения возникновения аварий и дефицита электро-, тепло-, газоснабжения

Методические основы. Действовавшая до середины 1990-х годов централизованная система прейскурантных цен на электрическую и тепловую энергию преимущественно выполняла учетно-контрольные функции и не оказывала существенного влияния на экономическую деятельность предприятий. С переходом к рыночной экономике функции ценовых механизмов значительно расширились, повысилась их реальная зна-

[10] К «неценовым» зонам рынка, в частности, относятся технологически изолированные энергосистемы

чимость. Они стали важнейшим фактором, регулирующим общеэкономические процессы и активно воздействующим на все основные аспекты деятельности энергетических компаний, их потребителей и экономики страны в целом. В новых условиях тарифы по своей сути представляют инструмент регулирования на уровне как эксплуатации, так и развития энергетики, поскольку в их структуру закладывается инвестиционная составляющая, которая направляется на развитие ТЭК. В рамках естественно-монопольной сферы энергетического рынка она должна регламентироваться и находиться под контролем государства.

Еще до начала реформирования ценовой и тарифной политики в энергетике в ИСЭМ началась ее разработка. Это позволило выработать единую широко вошедшую в профессиональную среду и нормативные документы терминологию, способствовало формированию двухуровневой системы государственного регулирования сферы электроэнергетики и теплоснабжения. В рамках данных работ предложены нормативные принципы расчета затрат, обеспечивающие условия самофинансирования энергоснабжающих организаций (ЭСО) при наличии (отсутствии) конкуренции. На основе выполненных теоретических и практических исследований разработан научно-методический подход, включающий в себя общую логику тарифообразования и методические принципы расчета экономически обоснованных дифференцированных тарифов (ЭОДТ) на электрическую и тепловую энергию для различных категорий потребителей, создано компьютерное программное обеспечение для проведения расчетов. После апробации в целом ряде энергосистем эта методика была утверждена ФЭК РФ в виде постоянно действующих «Методических указаний о порядке расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке» [502]. В последствии она несколько раз перерабатывалась и до сих пор действует на всей территории России.

Предложенная система тарифообразования соответствует основным требованиям и критериям, которые определяются законами рыночной экономики и направлены на обеспечение эффективного распределения экономических, материальных и других ресурсов страны по различным отраслям экономики, включая энергетический сектор и на установление справедливых цен, отражающих реальные издержки, с одной стороны, и доступность энергии для потребителей, с другой стороны. Кроме того, она ориентирована на то, чтобы доводить без искажений объективные «ценовые сигналы» до потребителей и эффективно осуществлять согласование предложения и спроса без специального регулирования предельных уровней энергопотребления.

Соответствующая перечисленным требованиям система тарифообразования представляет не просто формальный инструмент расчета количественных уровней тарифов, а является действенным механизмом, обеспечивающим цивилизованные взаимоотношения сторон и позитивное развитие экономических процессов. Она обеспечивает сбалансированный учет интересов потребителей и ЭСО, акционеров и кредитных учреждений, налоговых и других государственных органов, стабильное экономическое положение энергокомпаний в условиях как прогнозируемых (погодных, сезонных и т.п.), так и непредвиденных (изменение режима работ предприятий и т.п.) колебаний спроса на энергию.

Основополагающие принципы расчета и формирования тарифов включают следующие основные положения [503, 504]:

1. Учет принципиальных различий в формировании рынков электроэнергии и тепла (распределенный рынок электроэнергии и локальный – теплоэнергии).

2. Двухставочный тариф с постоянной ставкой за мощность и переменной ставкой за энергию с возможностью расширения дополнительными ставками, например в виде бонуса или штрафа за качество использования энергии.

3. Разнесение затрат по видам деятельности (производство, передача, распределение, сбыт).

4. Учет места подключения к системе, характеристик плотности графика нагрузок.

5. Переход при необходимости к одноставочным тарифам, в частности для мелких потребителей.

6. Метод разделения затрат между электрической и тепловой энергией на ТЭЦ определяется гибкой маркетинговой политикой с учетом экономических условий, складывающихся в регионе и местных особенностей энергетики.

Важным принципом формирования экономически обоснованных дифференцированных тарифов является отказ от льготных групп потребителей и их субсидирования за счет промышленных потребителей. Ориентация на сохранение льготной группы потребителей (население, коммунально-бытовое хозяйство, бюджетная сфера), покупающих электро- и теплоэнергию по цене, значительно ниже реальной себестоимости ее производства, транспорта и распределения, искажает объективную структуру тарифов по категориям потребителей. Такая структура приводит к негативным последствиям для экономики страны и регионов, поскольку при этом искажаются ценовые пропорции в различных секторах экономики, происходит необоснованное формирование бюджетов различных уровней, потребители не знают реальной стоимости энергии, что приводит к неверным решениям при формировании инвестиционной политики, размещению производств, выбору технологий, происходит рост цен на потребительские товары и снижение конкурентоспособности предприятий на внутреннем и мировом рынке. Этот тезис вызвал наибольшие возражения, однако постепенно приходит понимание и данное противоречие устраняется.

При формировании ЭОДТ нельзя не учитывать территориальные границы энергетических рынков. Так, электроэнергетическая система, как правило, охватывает территорию регионального потребительского рынка. На региональном уровне она имеет сильные электрические связи, позволяющие передавать значительные объемы электроэнергии с относительно низкими экономическими издержками по ЛЭП высокого напряжения, объединяющих для совместной экономичной работы несколько электростанций, функционирующих в едином технологическом режиме и обеспечивающих взаимное резервирование. В то же время определение среднеотпускного тарифа на тепловую энергию по региону не учитывает локальный характер теплоснабжающих систем, действующих на ограниченных территориях (город, населенный пункт) и не стимулирует их к эффективной работе. Естественным экономическим следствием локализованности потребительских рынков теплоэнергии является локализованность их тарифов на тепловую энергию в пределах каждого отдельного рынка. Таким образом, технико-экономические особенности формирования потребительских рынков тепловой энергии диктуют необходимость перехода от определения среднеотпускного тарифа по региону в целом к определению набора среднеотпускных тарифов по локальным потребительским рынкам тепловой энергии. В каждом из них они могут дифференцироваться по другим значимым факторам. Уровни данных тарифов будут определяться технико-экономическими характеристиками источников тепла и тепловых сетей, структуры теплопотребления и рядом других особенностей.

Действующая в энергетике (прежде всего, в теплоснабжении) система одноставочных тарифов противоречит законам нормальной экономики, искажает картину

взаимоотношений сторон и не обеспечивает рациональных экономических условий ЭСО. Исходный расчет двухставочного тарифа, отражающего постоянные и переменные затраты энгергоснабжающих организаций, является принципиальным условием предложенной методики (рис. 3.52) Такая структура тарифа адекватно отражает технико-экономические особенности энергоснабжения потребителей, имеющих индивидуальные графики нагрузки с различной степенью неравномерности использования заявленной максимальной мощности. Такая структура тарифа обеспечивает равномерное распределение затрат и поступление оплаты за энергию в течение периода регулирования независимо от внешних условий, а также смягчает нагрузку на потребителей по оплате, прежде всего за тепловую энергию [98].

ПЛАТА ЗА ЭНЕРГИЮ

$$R = T_{\text{М}} \cdot P + T_{\text{Э}} \cdot \text{Э}$$

СТАВКА ЗА ЭНЕРГИЮ

$$T_{\text{Э}} = З_{\text{Э}} / \text{Э}_{\Sigma} (1 - \alpha / 100)$$

СТАВКА ЗА МОЩНОСТЬ

$$T_{\text{М}} = (З_{\text{ЭИ}} + З_{\text{ЭС}} + П_{\text{И}} + П_{\text{С}}) / P_{\Sigma}$$

ПЕРЕХОД К ОДНОСТАВОЧНОМУ ТАРИФУ

$$T_0 = R / \text{Э} = T_{\text{М}} / n + T_{\text{Э}}$$

Рис. 3.52. Схема формирования двухставочного тарифа. $T_{\text{м}}$ – ставка за мощность; $P_{\text{м}}$ – заявленная мощность потребителя; $T_{\text{э}}$ – ставка за энергию; Э – отпуск энергии потребителю; $З_{\text{и}}$, $З_{\text{с}}$ – издержки по источникам и сетям; $П_{\text{и}}$, $П_{\text{с}}$ – прибыль по источникам и сетям; P_{Σ}, Э_{Σ} – суммарная заявленная мощность и энергия; α – доля потерь в сетях; n – число часов использования максимума нагрузки

Разнесение затрат по видам деятельности позволяет дифференцировать тарифы по разным группам потребителей, его обоснованность определяется различием напряжения, режимами энергопотребления, видом теплоносителя в ТСС, уровнем энергопотерь и надежности энергоснабжения.

Использование двухставочной структуры тарифов на электрическую и тепловую энергию для расчетов с потребителями не является строго обязательным, в частности для мелких потребителей, в дальнейшем можно перейти к одноставочным тарифам. При этом четко прослеживается механизм, стимулирующий потребителей к более эффективному использованию заявленной мощности и энергии.

Стимулирующая особенность ЭОДТ заключается в том, что при одном и том же потреблении энергии плата за нее существенно зависит от эффективности использования мощности (числа часов использования максимума заявленной мощности). С повышением плотности графика нагрузок эффективность использования мощности возрастает (рис. 3.53). Это делает более экономичной работу энергосистемы и приводит к снижению затрат, а следовательно и тарифа. Эффект еще более усиливается, если при этом происходит сокращение энергопотребления. В этом объективно проявляется стимулирующие функции по снижению издержек, эффективному использованию энергоресурсов, применению энергосберегающих технологий. Разработанная система ЭОДТ, по сути, является индикатором изменений, происходящих на рынке энергии, формирует конкурентную среду на нем, формирует благоприятные инвестиционные условия для внешних источников финансирования энергоэффективных программ и проектов. Фактически она представляет интегрированную количественную оценку эффективности

энергоснабжения и создает стимулы к энергосбережению, которые непосредственно проявляются через оплату за энергоресурсы.

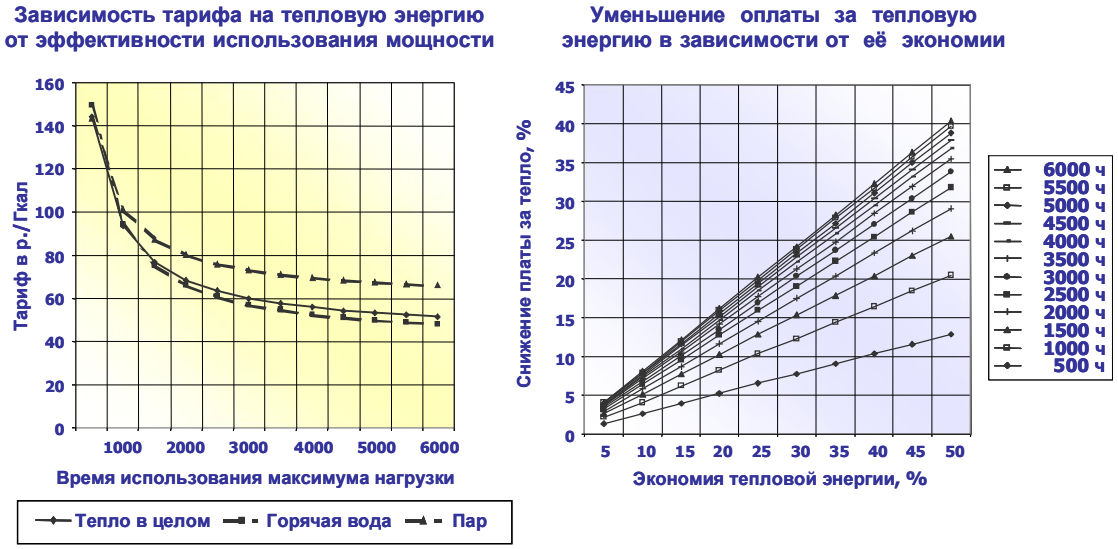


Рис. 3.53. Стимулирующий механизм двухставочной системы тарифов.

Методика является не застывшим инструментом расчета тарифов, а продолжает развиваться применительно к конкретным региональным и местным особенностям и, самое главное, она представляет гибкий механизм, регулирующий и стимулирующий взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей. Она позволяет учитывать большое разнообразие технических, экономических и социальных условий энергоснабжения регионов, территорий, городов и населенных пунктов РФ. Все это делает ее такой системой формирования экономически обоснованных тарифов, которая может быть механизмом, не зависящим от внеэкономических факторов.

Предложенная система тарифообразования легко интегрируется в любую среду и может быть адаптирована к различным методам формирования затрат, применяемым в энергетике, в частности таких как индексная модель; модель типа Benchmarking, RAB, затраты +, метод доходности инвестированного капитала и т.п., поскольку реализует их основные принципы.

Она может учитывать любую долгосрочность регулирования тарифов (1 год, 3 года …), например в соответствии с принятыми принципами корректировки баланса производства и потребления электро- и теплоэнергии и т.п. По мере становления и развития либерализованного рынка энергии и энергоресурсов возможен частичный или полный отказ от регулирования тарифов.

В разные годы с целью отработки методических положений проведены практические исследования по вопросам тарифообразования в Свердловской, Иркутской, Тюменской, Томской областях, в Красноярском, Хабаровском краях и других регионах. Они были учтены соответствующими РЭК и энергосистемами при формировании тарифов и тарифной политики. Раскрыты стимулирующие механизмы предлагаемых многоставочных тарифных структур. Получены графические их представления, наглядно иллюстрирующие стимулирующие функции тарифов.

4. СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕНДЕНЦИЙ И ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

4.1. Методы и модели исследования взаимосвязей энергетики, экономики и прогнозирования развития ТЭК

В СЭИ под руководством Л.А. Мелентьева при разработке научных основ системных исследований энергетики большое внимание уделялось методическим подходам к анализу и учету прямых и обратных связей данной отрасли с народным хозяйством. Это нашло отражение в созданных в 1970-х годах схемах средне- и долгосрочного прогнозирования развития ТЭК страны. Эти схемы, реализующие экономико-математические модели и способы увязки моделей, постоянно совершенствовались, но основные принципы сохранялись: многовариантность и неоднозначность внешних и внутренних условий, оценка потребностей в энергоносителях и оптимизация способов их покрытия, определение требований отраслей ТЭК к экономике и влияния этих требований на макроэкономические показатели и социальную сферу.

4.1.1. Системы прогнозных моделей СЭИ 1970-х – 1980-х годов

На рис. 4.1 показана система моделей долгосрочного прогнозирования развития ТЭК страны [1]. С ее помощь ю выполнялись два цикла расчетов. На первом выявлялись новые тенденции и возможные трудности в долгосрочном развитии энергетики и экономики и осуществлялся поиск ответов на следующие вопросы: произойдут ли принципиальные изменения в структуре производства первичных энергоресурсов; когда будут исчерпаны запасы наиболее экономичных месторождений топлива; велика ли роль новых источников энергии в перспективном энергетическом балансе; из них какие и когда начнут конкурировать с традиционными источниками; какова ожидаемая тенденция роста капиталоемкости топлива и энергии; может ли эта тенденция повлиять на темпы и структуру развития экономики

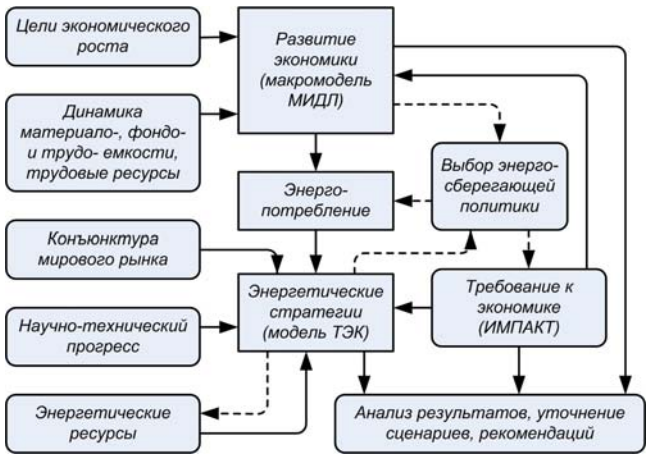


Рис. 4.1. Система моделей СЭИ СО СССР долгосрочного прогнозирования энергетики СССР.

Ответы на эти вопросы определялись в виде крайних вариантов по темпам экономического роста и уровням энергопотребления. В один из них (оптимистический) в межотраслевую макромодель закладывались наиболее, а в другой (пессимистический) наименее благоприятные, по прогнозам экспертов, тенденции роста фондоемкости, материалоемкости и производительности труда в основных секторах экономики.

Предполагалось также, что в наблюдавшихся ранее закономерностях связей между экономическим ростом и потребностями народного

хозяйства в конечной энергии не произойдет существенных изменений. Такое допущение позволяло использовать для прогноза энергопотребления регрессионную модель [2] и не применять в первом цикле модель выбора энергосберегающих технологий. Очевидно, что при этом уровень потребностей в энергии будет максимальным. Его корректировка и оценка связанных с этим последствий – задачи второго цикла расчетов.

Во втором цикле расчетов анализировались следующие вопросы: при каких технико-экономических показателях и условиях отдельные новые источники энергии становятся конкурентоспособными; к каким отрицательным последствиям привела бы задержка в освоении наиболее эффективных месторождений или источников энергии; какова народнохозяйственная эффективность замедления темпов роста энергопотребления? Какова роль электрификации народного хозяйства в отдаленной перспективе? Каковы последствия разных стратегий развития энергетики в первые 20 лет прогнозного периода? Какие требования к развитию экономики вытекают из необходимости своевременного решения возможных энергетических проблем?

Для ответов на эти вопросы приходилось варьировать значения задаваемых ограничений и показателей и соответственно рассматривать большое количество вариантов.

При этом предполагалось использовать модель выбора энергосберегающих технологий. Стоимости топлива и электроэнергии приближенно оценивались в этой модели по замыкающим затратам, получаемым из динамической модели ТЭК. Для оценки же затрат продукции других отраслей, в том числе и трудовых, использовались специальные соизмеряющие коэффициенты, определяемые в межотраслевой модели (в ее адаптивной или оптимизационной модификации). Информация об изменении технологии в той или иной отрасли передавалась в макроэкономическую модель, где корректировались соответствующие коэффициенты затрат.

Расчеты начинались и заканчивались макроэкономической моделью МИДЛ (Макромодель Имитационная Динамическая Лаговая). Модель построена на принципах динамического межотраслевого баланса. Она максимизирует фонд конечного потребления за рассматриваемый 20–30-летний период с учетом задаваемых ограничений (на капиталовложения, трудовые ресурсы, экспорт, импорт и другие). Ее первая версия опубликована в 1983 г. [3], а различные модификации используются до настоящего времени. В системе прогнозных моделей МИДЛ помогает оценить потребности народного хозяйства в энергоносителях (разагрегирует производство валовой продукции по отдельным отраслям) и возможное влияние разных вариантов развития ТЭК на динамику макроэкономических показателей.

Другая экономическая модель, входящая в систему прогнозных моделей – ИМПАКТ, – предназначена для оценки возможного влияния изменений в производственной структуре ТЭК, в масштабах и темпах внедрения новых источников энергии на прямые и косвенные потребности энергетики в продукции машиностроения, металлургии, строительства и других отраслей, в капиталовложениях и трудовых ресурсах. Эта ориентированная на ТЭК межотраслевая динамическая модель в явном виде учитывает строительные лаги и распределение производственных ресурсов по годам строительства. Модификации модели ИМПАКТ, созданной в 1975 г. [4], использовались в Международном институте прикладного системного анализа [5] и в странах СЭВ.

Результаты прогнозных исследований на долгосрочную перспективу учитывались в среднесрочных прогнозах. На представленной схеме (рис. 4.2), отражены основные этапы поиска приближенных ответов на прагматические вопросы, возникающие в перспективе ближайших 10–15 лет о согласованном развитии энергетики и экономики [6].

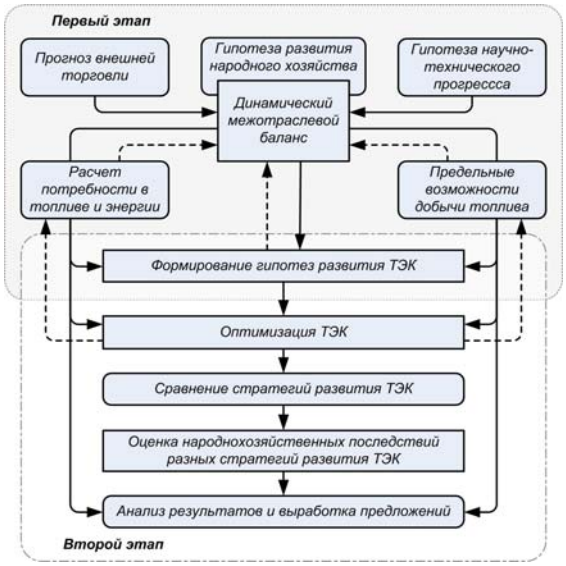


Рис. 4.2. Схема среднесрочного прогнозирования развития ТЭК по системе моделей СЭИ.

Как и на стадии долгосрочного прогнозирования, все исследования также выполнялись в два цикла. Первый предусматривал предельно укрупненную (агрегированную до отраслевой структуры) оптимизацию развития ТЭК с семью-восьмью тесно связанными с ним отраслями народного хозяйства с целью оценки возможных диапазонов изменения условий и формирования гипотез развития ТЭК на рассматриваемый период. Второй цикл в рамках выявленных диапазонов предполагал уже детальную оценку вариантов развития ТЭК, связанную с определением влияния всех известных внутренних (технологических и территориальных) ограничений, внешних производственных связей ТЭК с другими отраслями народного хозяйства, а также учет прочих факторов (экология, надежность и т.д.).

Важную роль в системе моделей среднесрочного прогнозирования играла модель экономики, разработанная М.А. Гершензоном в двух модификациях – балансовой и адаптивной [7]. В балансовой модели выделены три группы отраслей: отрасли, продукция которых поступает на нужды текущего производственного потребления; фондообразующие отрасли и отрасли, производящие продукцию непроизводственного назначения.

Уравнения баланса для отраслей первой группы строятся на основе нормативов прямых материальных затрат a_{ij}, скорректированных с учетом прироста оборотных фондов. Соотношения для фондообразующих отраслей определяют распределение продукции на возмещение выбытия и на прирост основных фондов. Они формируются с использованием коэффициентов фондоемкости продукции, а также коэффициентов, учитывающих равномерность ввода фондов и изменения объема незавершенного строительства. Задание коэффициентов, определяющих нижнюю границу отношения прироста фондов к их возмещению, обеспечивает неотрицательность накопления.

Балансовые уравнения для отраслей последней группы наиболее просты:

$$x_{lt} = \hat{q}_{lt}\, x_l(t+1),$$

где x_{lt} – объем производства продукции отрасли l в году t расчетного периода; $\hat{q}_{lt}$ – темп роста продукции отрасли l в году t.

Допустимые значения для расчетных показателей $\hat{q}_l$ рассчитываются по заданной в модели шкале темпов роста. Она представляет собой матрицу, число строк которой равно количеству отраслей рассматриваемой группы, число столбцов – количеству уровней шкалы. Каждый уровень (столбец) шкалы определяет набор возможных темпов роста. Искомые темпы $\hat{q} = (\hat{q}_{n2+1}, \hat{q}_{n2+2}, \ldots, < \hat{q}_n)$ находятся среди линейных комбинаций любых двух соседних уровней шкалы. Практическое удобство рассмотренной шкалы состоит в том, что она дает простой и естественный способ включения в модель по-

казателей изменения структуры потребления в зависимости от достигнутого уровня производства и потребления.

Кроме указанных балансовых соотношений производства и распределения продукции в модели учитываются: ограничения по трудовым ресурсам, экспортно-импортное сальдо, динамический переход по фондам от года к году. В результате расчета по модели определяются: основные показатели динамического межотраслевого баланса, согласованные с заданными гипотезами изменения нормативов материало- и трудозатрат; структуры фонда потребления и имеющихся трудовых ресурсов. При этом выбор темпов роста из допустимой отрасли обеспечивает максимально возможный темп роста фонда потребления.

Главная проблема практического применения балансовой модели для прогнозирования состоит в обосновании динамики нормативных коэффициентов и управляющих переменных. Для этих целей служит адаптивная версия рассмотренной модели. Она использует отчетные и плановые значения нормативных коэффициентов, которые из-за невысокой точности их оценки принимаются интервалами значений. Кроме того, для адаптивной модели считается заданной (по данным специализированных экономических организаций) желательная траектория развития экономики $\overline{V_1}$, $\overline{V_2}$, ..., $\overline{V_t}$, ..., $\overline{V_T}$, определяемая, например, динамикой национального дохода. В модель вводится условие максимального соответствия получаемого решения $x_1\ x_2,\ ...,\ x_T$ желательной траектории развития экономики:

$$M\,[L\,(H_t\,x_t - \overline{V_t})] \rightarrow min,$$

где H_t – вектор (в общем случае – матрица) соответствия переменных модели (x_t) принятым показателям адаптации ($\overline{V_t}$); M – символ математического ожидания; $L\ (H_t\ X_t - \overline{V_t}\ )$ – функция штрафов (потерь).

Адаптация к заданным контрольным цифрам развития экономики обеспечивается подбором значений важнейших нормативных коэффициентов и управляющих переменных (в частности, к последним можно отнести объемы продукции потребительского назначения) в пределах заданных интервалов их значений.

Для формирования гипотез развития ТЭК Г.Е. Ткаченко была разработана оригинальная межотраслевая оптимизационная модель [8]. В ней в явном виде описаны производственные взаимосвязи энергетики с теми отраслями народного хозяйства, уровень которых может оказать заметное влияние на развитие ТЭК.

В весьма агрегированном виде в модели описаны варианты добычи и переработки основных видов топлива (нефти, газа, угля), производства светлых нефтепродуктов, электро- и теплоэнергии с выделением двух основных зон страны: 1) Европейская часть СССР, Средняя Азия; 2) Сибирь, Дальний Восток. Еще более агрегировано представлено в модели производство продукции смежных отраслей: один технологический способ производства на действующих и один – на новых мощностях. Неучет в модели разных технологий и размещения производства смежных отраслей объясняется спецификой поставленной задачи: требуется приближенно учесть возможные изменения в поставках продукции смежных отраслей на нужды ЭК при тех или иных колебаниях в его развитии и не требуется уточнить спрос смежных отраслей на топливо и энергию, что сделало бы обязательным рассмотрение разных технологических способов в этих отраслях.

В модель включены внешнеторговые связи – экспорт энергетических ресурсов и импорт (с учетом условий кредитования) оборудования и материалов для развития ТЭК.

В качестве основного критерия оптимизации принят минимум суммарных приведенных затрат на развитие перечисленных отраслей в целом за расчетный период. Одна-

ко в зависимости от целей исследования его можно заменить натуральным критерием, например, критерием максимизации добычи или экспорта какого-либо вида топлива.

Модель в явном виде описывает динамику развития указанного круга отраслей. Переменными служат производственные мощности в рассматриваемых отраслях с подразделением их на действующие и новые. Кроме того, изучаемый 15–20-летний период делится на этапы с таким расчетом, чтобы, с одной стороны, по возможности уменьшить их число (понизив тем самым размерность модели и трудоемкость исследований), а с другой – не потерять «чувствительности» модели к срокам строительства объектов разных уровней сопряжения, т. е. к воспроизводству основных фондов отраслей.

4.1.2. Развитие методов моделирования взаимосвязей энергетики и экономики в ИСЭМ СО РАН в 1990–2000 гг.

По мере расширения состава решаемых задач и усложнения рассматриваемых энергетических проблем все четче вырисовывались следующие направления и тенденции в развитии в СЭИ–ИСЭМ методов моделирования: интегрирование моделей ТЭК с экономическими моделями; построение систем моделей как иерархически соподчиненных в производственном, территориальном и временном аспектах; более широкое использование имитационного подхода; постоянный поиск способов учета неоднозначности исходной информации.

Значительное внимание уделялось развитию методов прогнозирования спроса на энергоносители.

Оригинальный подход к такому прогнозу разработан Е.А. Медведевой [9]. Он основан на использовании коэффициентов интегрированных затрат на единицу конечного непроизводственного потребления товаров и услуг. Эти коэффициенты, получаемые с помощью моделей межотраслевого баланса, отражают удельные энергетические и материальные затраты по всей цепочке производственных связей.

Исследование глобальных тенденций энергопотребления [10] и особенностей их проявления в отраслях промышленности [11] и в непроизводственной сфере [12] позволило разработать метод долгосрочного прогнозирования спроса на энергоносители на уровне страны и регионов с применением системы моделей [13]. Специальный методический подход был применен для учета ценовой эластичности спроса, определяемой непосредственным сравнением экономической эффективности различных видов топлива и энергии у разных групп потребителей [14].

Переход от централизованно планируемой и управляемой экономики к экономике рыночного типа коренным образом повлиял на цели и методы исследований перспектив развития ТЭК.

По мере совершенствования рыночных механизмов резко возрастает роль ценовых и финансовых взаимосвязей энергетики и экономики, принципиально изменяются способы государственного управления отраслями ТЭК, усиливаются противоречия между интересами государства и отдельных энергетических предприятий и компаний.

В области системных исследований принципиально изменились представления об иерархии систем энергетики, роли их управляющих подсистем и особенно о значимости вертикальных (абсолютно доминировавших в плановой системе) и горизонтальных (преобладающих в рыночных условиях) взаимосвязей систем. Намного сложнее стали задачи информационного обеспечения перспективных энергетических решений из-за отсутствия централизованных планов развития экономики.

Математические модели энергетических систем сделались практически обязательным инструментом обоснования государственных прогнозов и бизнес-планов развития компаний, и поэтому требования к ним резко повысились. Планы и прогнозы теперь приходится непосредственно увязывать с финансовыми показателями деятельности компаний и их возможностями аккумулировать собственные инвестиции и привлекать внешние. Все

это принципиально усложнило проблему моделирования взаимосвязей энергетики и экономики и выявило необходимость разработки новых экономико-математических моделей.

Для прогнозирования возможной динамики минимальных цен предложения (цен самоокупаемости), с которыми энергетические компании могут выходить на рынки, разработаны модели ИНТАР и ТАРИН [15], а для оценки возможных народнохозяйственных последствий изменения цен на энергоносители – модели ИНФЛЯЦИЯ и ОГРАН [16].

ИНФЛЯЦИЯ – оптимизационная межотраслевая модель, определяющая влияние повышения цен в отраслях экономики вследствие удорожания энергоносителей. При заданных условиях и ограничениях ищутся такие значения изменения индексов цен, чтобы в ответ на удорожание данного энергоносителя общий индекс роста цен был минимальным.

Модель ОГРАН служит для корректировки используемых в макроэкономической модели МИДЛ ограничений на доступные инвестиционные ресурсы и на фонд конечного потребления товаров и услуг, а также для оценки влияния энергетических стратегий и изменения стоимости энергоносителей на доходы и расходы населения, отраслей производственной сферы и государственного бюджета.

Важной новой тенденцией в моделировании взаимосвязанного развития ТЭК и экономики страны стал переход от комплекса моделей к построению сложных интерактивных модельно-компьютерных комплексов, которые включают обширные базы данных и рассчитаны на использование мощной вычислительной техники и новейших информационных технологий, облегчающих обработку и анализ огромных массивов информации. Работы, ведущиеся в этом направлении в России (в ИСЭМ СО РАН, ИНЭИ РАН и других академических институтах), лежат в русле данной глобальной тенденции, а используемые при этом модели учитывают специфические российские условия и не уступают передовым зарубежным.

4.1.3. Модельно-компьютерный комплекс ИСЭМ СО РАН для исследования долгосрочных стратегий развития ТЭК во взаимосвязи с экономикой

Работа над данным комплексом выполняется в рамках Программы фундаментальных исследований Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН: «Создание интерактивного модельно-компьютерного комплекса для исследования стратегий развития ТЭК во взаимосвязи с экономикой и оценки последствий оперативных решений» (научный руководитель – акад. А.А. Макаров).

Цель проекта – на основе объединения имеющихся и новых математических моделей создать с использованием новейших информационных технологий модельно-компьютерный комплекс (МКК), обеспечивающий системную оценку эффективности и рисков реализации разных стратегий развития энергетики как части экономики и позволяющий определять возможные последствия оперативных решений, прорабатываемых политическим и хозяйственным руководством страны.

Создание сложных комплексов моделей – длительный, поэтапный процесс, в ходе которого меняется приоритетность и состав решаемых задач, усовершенствуются (по мере постижения изменяющейся реальности) способы описания взаимосвязей энергетики и экономики, включаются в систему новые модели, разрабатываются новые способы их увязки. Соответственно было признано целесообразным разрабатывать несколько версий МКК. При этом главный разработчик комплекса – ИНЭИ СО РАН – основное внимание сосредоточил на создании работоспособного методического инструментария для оценки с использованием супер–ЭВМ вариантов энергетической политики, мониторинга ее реализации и оценки последствий оперативных решений. Соисполнитель же проекта – ИСЭМ СО РАН при разработке собственной версии МКК основное внимание уделил его использованию при исследовании долгосрочных стратегий развития энергетики и для ориентировочной оценки:

а) влияния на долгосрочное развитие ТЭК, на стоимость энергоносителей и надежность энергоснабжения управляющих воздействий (ценовой, налоговой, инвести-

ционной, экспортной политики), структуры и темпов развития экономики, изменения конъюнктуры на мировых энергетических рынках и других внешних факторов;

б) возможных долгосрочных последствий для экономики страны и регионов разных стратегий и характеристик развития ТЭК.

Такая постановка позволяет использовать поэтапный подход к оценке взаимосвязей энергетики и экономики, но требует итеративных расчетов для учета обратных последствий государственного регулирования ТЭК на экономику (рис. 4.3), в частности, можно использовать поэтапную схему расчетов:

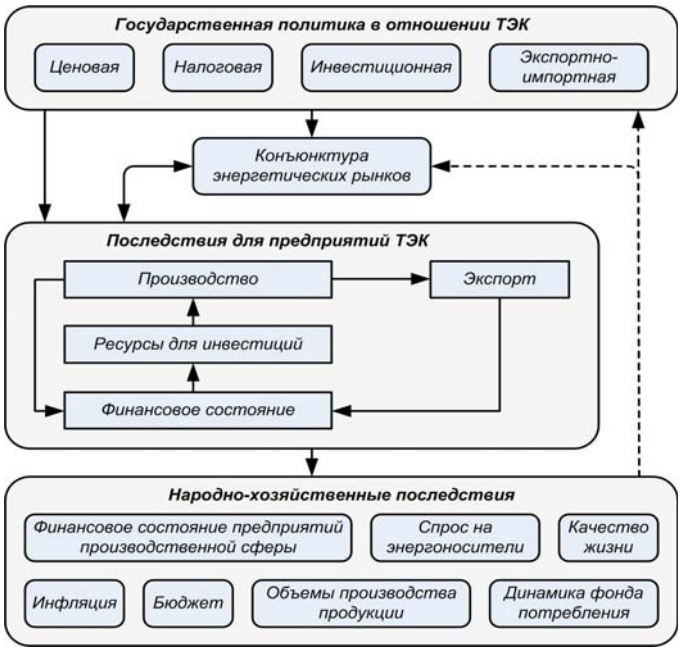


Рис. 4.3. Прямые и обратные последствия государственного регулирования ТЭК.

1 – оценка влияния социально-экономических требований и управляющих воздействий со стороны государства (в том числе регулирования цен на энергоносители) на функционирование и развитие ТЭК: прибыль, инвестиционные ресурсы, возможную динамику ввода производственных мощностей, возможный дефицит энергоносителей.

2 – оценка народнохозяйственных последствий изменений в ТЭК, в том числе реакции экономики и социальной сферы на изменение стоимости энергоносителей или на их дефицит.

3 – оценка косвенных последствий для ТЭК государственной ценовой и налоговой политики (через изменение спроса на энергоносители, а также на материалы и оборудование, потребляемые в ТЭК).

4 – согласование интересов и возможностей ТЭК и народного хозяйства.

На каждом из этих этапов могут решаться несколько разных задач и использоваться различных комбинаций моделей, входящих в МКК ИСЭМ.

Сам комплекс моделей (рис. 4.4) включает четыре основных блока (уровня):

1) комплекс МЭСТЭК (рис. 4.5), описывающий межотраслевые и макроэкономические связи ТЭК и предназначенный для ориентировочной оценки потребностей страны в энергоносителях и для определения влияния на динамику макроэкономических показателей изменения цен в ТЭК;

2) система моделей для прогнозирования спроса на энергоносители по регионам;

3) динамическая оптимизационная модель ТЭК страны, прогнозирующая требуемое развитие энергетики;

4) система моделей, описывающая формирование цен на региональных энергетических рынках, а также динамику требуемых и располагаемых инвестиционных ресурсов.

Для ускорения процесса согласования решений, получаемых на каждом уровне (макроэкономическом, ТЭК страны, региональные энергетические рынки), предполагается использование (как при построении моделей, так и при их взаимоувязке) обобщенных зависимостей между некоторыми эндо- и экзогенными показателями.

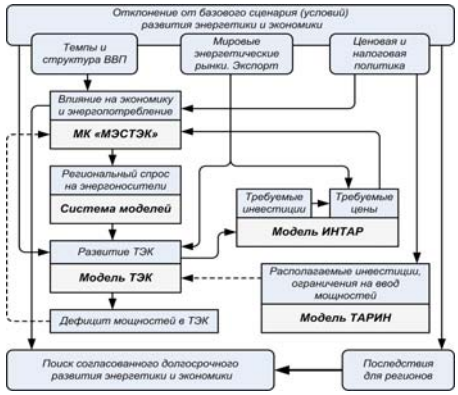


Рис. 4.4. Система моделей для комплексной оценки долгосрочных последствий изменений в условиях развития ТЭК страны.

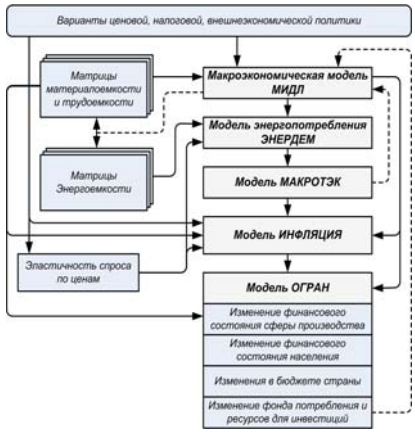


Рис. 4.5. Комплекс моделей МЭСТЭК.

Использование входящих в МКК моделей для решения некоторых задач, возникающих при исследовании энергетических стратегий и разработке энергетической политики, показано в табл. 4.1.

Таблица 4.1. **Использование МКК ИСЭМ для решения отдельных задач**

Задача	Основные исходные данные	Основные определяемые показатели	Используемые модели *
Непосредственная реакция ТЭК на изменение структуры и темпов развития экономики	Темпы ВВП, структура конечного потребления товаров и услуг, экспорт и импорт	Развитие отраслей ТЭК	1 → 2 → 3
Непосредственная реакция ТЭК на ценовую, налоговую, инвестиционную и экспортную политику	Базовый вариант развития ТЭК, изменение цен и тарифов в ТЭК, экспорт топлива	Располагаемые инвестиции, ограничения на ввод мощностей, развитие ТЭК	4 → 3
Непосредственное влияние изменений в ТЭК на экономику и социальную сферу	Базовый вариант развития ТЭК и экономики, изменение стоимости энергоносителей, дефицит мощностей	Инфляция, изменение макроэкономических показателей	1
Обоснование пороговых значений индикаторов энергетической безопасности	Базовый вариант развития ТЭК и экономики. Предельно допустимое снижение макропоказателей	Минимальные темпы снижения энергоемкости, максимальные темпы роста цен в ТЭК, максимальная доля экспорта в производстве ТЭР	3 → 1
Комплексная оценка последствий для ТЭК и экономики: а) вариантов энергетической политики; б) конъюнктуры на мировых энергетических рынках и экспортной политики	Регулируемые цены и налоги, условия инвестирования Цены и спрос на российские ТЭР на мировых рынках, объемы экспорта	Изменения развития отраслей ТЭК, цен на энергоносители, динамики макроэкономических показателей	1 → 2 → 3 → 4

* 1 – система моделей МЭСТЭК; 2 – система моделей для прогнозирования энергопотребления; 3 – модель ТЭК; 4 – модели типа ИНТАР и ТАРИН.

Для решения задачи реализуемости вариантов развития ТЭК, ставшей особенно актуальной в последнее время, предлагается дополнить МКК моделью ИМПАКТ-2 [17].

4.1.4. Некоторые результаты исследований ценовых и макроэкономических связей ТЭК

Выполненные с помощью комплекса МЭСТЭК экспериментальные расчеты для условий 2005–2010 гг., показали заметную ценовую взаимозависимость внутри ТЭК (табл. 4.2) и весьма высокую чувствительность к удорожанию энергоносителей многих отраслей производственной сферы (табл. 4.3).

Таблица 4.2. **Возможная ценовая реакция (удорожания) внутри ТЭК на удорожание на 1% отдельных энергоносителей, %**

Энергоноситель	Удорожание			
	электроэнергии	газа	угля	нефтепродуктов
Электроэнергия	1	0,045	0,11	0,085
Газ	0,17	1	0,02	0,025
Уголь	0,07	0	1	0,006
Нефтепродукты	0,03	0,003	0,07	1

Таблица 4.3. **Ориентировочный прогноз возможного роста цен в отраслях промышленности при удвоении стоимости отдельных энергоносителей*, %**

Отрасль	Электроэнергия	Газ	Уголь
Машиностроение	8–10	5–7	2–3
Черная металлургия	10–11	7–8	8–9
Цветная металлургия	12–14	4–5	1–3
Химическая промышленность	13–15	7–8	2–3
Стройматериалы	10–12	7–8	3–4
Легкая промышленность	10–12	5–6	2,5–3,5
Пищевая промышленность	6–7	2–3	1–2
Общий рост цен (дефлятор ВВП)	9,5–11	6–7	1,7–3

* Расчеты для межотраслевых связей 2005 г.

Наибольшее негативное влияние на потребителей оказывает удорожание электроэнергии. Из расчетов следует, что удвоение тарифов может вызвать рост цен в промышленности до 10–15 %, на транспорте в среднем до 7–9, в торговле и в сфере услуг до 5–7 %. При этом общий уровень цен в народном хозяйстве может превысить 9–10 %, а стоимость жизни (по потребительской корзине товаров и услуг) – 8–9 %.

Следствием этого станет снижение реальных доходов предприятий, населения и консолидированного федерального бюджета, а также уменьшение ресурсов для инвестиций и падение конечного спроса на товары и услуги. Под влиянием всех этих изменений замедлятся развитие отраслей производственной сферы и рост ВВП (табл. 4.4).

Из расчетов следует, что повышение тарифов на электроэнергию в 2 раза в условиях 2005 г. могло бы привести к снижению фонда потребления примерно на 13 %, а инвестиционных ресурсов на 6 %. При прочих равных условиях (в том числе неизменной налоговой и внешнеторговой политики) ВВП по сравнению с базовым вариантом может снизиться примерно на 10%.

Таблица 4.4. **Снижение макроэкономических показателей при удорожании электроэнергии, % к базовому варианту***

Показатели	Удорожание	
	в 1,5 раза	в 2 раза
Конечный спрос на товары и услуги	5–6	11–13
Ресурсы для инвестиций	2,5–3,5	5,5–7
Валовая продукция производственной сферы	2–3	6–8
ВВП	4–5	9–11,5

* Расчеты для условий 2005 г.

Очевидно, что приведенные количественные оценки народнохозяйственных последствий повышения цен и тарифов в ТЭК, подтверждая работоспособность используемой системы моделей, являются ориентировочными. Для практических расчетов требуется учет региональных особенностей экономики и энергетики и соответствующая адаптация моделей.

Исследования межотраслевых связей ТЭК позволяют в первом приближении оценить макроэкономические последствия отставания ввода энергетических мощностей от потребностей экономики.

Приведенные в табл. 4.5 и 4.6 и на рис. 4.6 результаты оценки возможных ущербов от дефицита производственных мощностей в ТЭК получены при следующих условиях:

– оценка проводилась по отношению к варианту развития экономики страны со среднегодовыми темпами прироста ВВП в 2006–2020 гг. – 6 %;

– дефицит той или иной продукции ТЭК продолжается только одну пятилетку (2011–2015 гг.), достигая максимума в конце ее и полностью ликвидируется в следующей;

– дефицит не сказывается на внешней торговле топливом, электроэнергией и другими товарами;

– модель сама распределяет дефицит между отраслями производственной сферы так, чтобы снижение дисконтированной величины суммарного за весь рассматриваемый период непроизводственного потребления товаров и услуг (жизненного уровня) было минимальным.

Таблица 4.5. **Возможное годовое снижение ВВП из-за 1% дефицита мощности в отраслях ТЭК***

Дефицит	Единицы измерений	Электро-энергия	Газ	Уголь	Жидкое топливо
Годовой	%	0,15	0,15	0,2	0,3
	р./р.	3,8	3,5	11,2	3,4
Долгосрочный	%	0,45	0,5	0,47	0,65
	р./р.	11,4	11,5	26,4	7,3

* По сравнению с базовым вариантом для ожидаемых условий на уровне 2015 г.

Расчеты показывают (табл. 4.5), что даже краткосрочный дефицит топлива или энергии (например, из-за задержки на один год ввода производственных мощностей в ТЭК) наносит вред народному хозяйству, в разы превышающий стоимость недопоставленного энергоносителя. При долгосрочном дефиците мощностей (например, из-за недостатка инвестиционных ресурсов) ущерб для экономики страны многократно возрастает. Даже при недопоставке в течение нескольких лет 1 % требуемого количества топлива или энергии среднегодовые потери ВВП могут составлять около 0,5 %, что эквивалентно 7–11 р. на 1 р. стоимости недопоставленного угля, газа и электроэнергии и более 20 р. стоимости недопоставленных нефтепродуктов.

Таблица 4.6. **Возможное среднегодовое снижение производства продукции при долговременном 1 % дефиците отдельных энергоносителей, %**

Отрасль	Электро-энергия	Газ	Уголь	Жидкое топливо
Электроэнергетика	**1,0**	0,9	0,8	0,6
Газовая	0,7	**1,0**	0,6	0,6
Угольная	0,8	0,6	**1,0**	0,7
Нефтеперерабатывающая	0,4	0,5	0,4	**1,0**
Машиностроение	1,6	1,7	1,7	1,8
Черная металлургия	1,15	1,2	1,1	1,3
Цветная металлургия	0,8	0,8	0,7	0,9
Химическая	1,1	1,8	0,8	1,0
Легкая промышленность	0,1	0,1	0,1	0,15
Пищевая промышленность	0,1	0,1	0,1	0,1
Строительство	1,3	1,4	1,3	1,6
Транспорт	0,1	0,1	0,1	1,1
Сельское хозяйство	0,1	0,1	0,1	0,15
Торговля и сфера услуг	0,15	0,15	0,15	0,15
Валовая продукция, всего	**0,5**	**0,5**	**0,47**	**0,65**

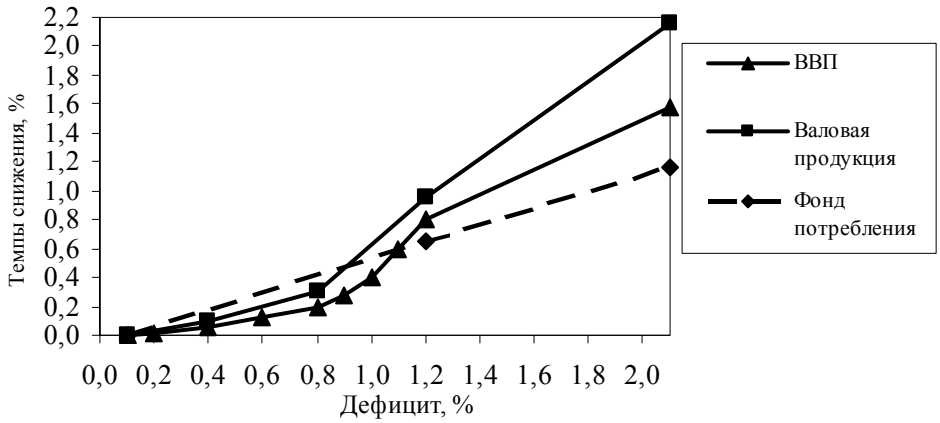


Рис. 4.6. Снижение макропоказателей при долговременном дефиците газа в производственной сфере. Для среднероссийских условий 2010 г. без изменения экспорта и импорта.

Дефицит котельно-печного топлива снижает производство электроэнергии и, кроме того, непосредственно влияет на производство многих видов промышленной продукции. Через производственные связи это негативное влияние распространяется на транспорт и сферу услуг (см. табл. 4.6). Долгосрочный дефицит мощностей в ТЭК затрагивает фондообразующие отрасли (машиностроение и строительство), увеличивая продолжительность негативных последствий дефицита энергоносителей для экономики.

Согласно расчетам, если производство электроэнергии окажется на 1 % (примерно на 13 млрд кВт·ч) меньше требуемого в 2015 г. по базовому сценарию, то это мало отразится на машиностроении и строительстве (снижение производства в этих отраслях не более 0,1 %). Но если этот дефицит продолжится в течение 5 лет и более, инвестиции в производственную сферу и объемы производства оборудования и строительно-монтажных работ могут снизиться на 1,3–1,6%.

Расчеты показывают, что ущерб народному хозяйству от длительной нехватки того или иного энергоносителя нелинейно растет с увеличением дефицита (см. рис. 4.4).

На величину ущерба значительное влияние оказывает время появления дефицита. Чем отдаленней опасность недостатка топлива или энергии, тем больше возможностей у народного хозяйства адаптироваться к нему и снизить негативные последствия.

Следует подчеркнуть, что в расчетах не учитывались взаимозаменяемость энергоносителей и возможность ослабления ущербов от их дефицита путем снижения экспорта топлива или ограничения энергоснабжения непроизводственной сферы. Не учтены и компенсирующие возможности импорта.

4.1.5. Направление дальнейших исследований

Из многих направлений развития методов долгосрочного прогнозирования ТЭК и определения рациональной энергетической политики особого внимания требуют способы оценки и учета ценовых и финансовых взаимосвязей энергетики и экономики. Речь идет не только о ценовой эластичности спроса на топливо и энергию, но и о закономерностях и особенностях формирования цен на региональных энергетических рынках, степени их зависимости от конъюнктуры на внешних рынках. Важной остается задача выработки рациональной ценовой политики государства и энергетических компаний на основе оценки и учета негативных социально-экономических последствий от роста стоимости топлива и энергии и угрозы их дефицита при недостаточных ресурсах для инвестиций. Методы поиска компромисса интересов производителей и потребителей энергии, государства и частных энергетических компаний требуют дальнейшего развития.

В прогнозных исследованиях вероятной динамики цен на энергоносители надо учитывать тенденцию удорожания транспортных затрат, нелинейный характер их зависимости от объемов и расстояния перевозок. Это может сделать целесообразным совместную оптимизацию ТЭК и транспортного комплекса.

Моделирование межотраслевых связей ТЭК требуется дополнить учетом ценовых взаимодействий:

цены на топливо и энергию ⟶ цены на продукцию металлургии, химии, инвестиционного комплекса ⟶ капиталоемкость ТЭК ⟶ цены в ТЭК.

Существенного развития требуют методы прогнозной оценки экспортно-импортных связей ТЭК. Удовлетворительного и работоспособного методического инструментария для их оптимизации, учитывающего неопределенность конъюнктуры на мировых рынках и очень сложных взаимосвязей экспорта энергоресурсов и импорта оборудования с развитием ТЭК, еще нет.

Достижения в исследовании инерционности, гибкости и адаптивности систем энергетики должны получить логическое завершение в разработке методов оценки реализуемости вариантов ускоренного развития отраслей ТЭК с учетом их производственных, ценовых, экспортно-импортных взаимосвязей с другими отраслями народного хозяйства, а также временных, финансовых, институциональных порогов на пути достижения амбициозных целей.

4.2. Исследование направлений развития мировой энергетики на долгосрочную перспективу

Актуальность глобальных энергетических исследований определяется тесными взаимосвязями национальных энергетических систем с мировыми рынками топлива и энергетического оборудования и возникновением ряда глобальных проблем и задач, в решении которых важную роль играет энергетика. К числу таких проблем относятся предот-

вращение глобальных изменений климата и поиск путей перехода человеческой цивилизации на путь устойчивого развития.

Традиционно необходимость глобальных энергетических исследований связывалась со следующими обстоятельствами:

– опасностью истощения мировых запасов невозобновляемых энергоресурсов;

– неравномерностью распределения источников энергии, которая является потенциальным источником экономических и политических конфликтов.

В последнее время возрастание интереса к долгосрочным исследованиям мировой энергетики обусловлено рядом дополнительных факторов. Одним из них является глобализация мировой экономики. Возрастающая взаимозависимость стран (в том числе энергетическая) и определяющая роль энергии в себестоимости многих видов продукции вынуждают государства оптимальным образом выстраивать свою энергетическую стратегию на долгосрочную перспективу. Прежде всего, это касается вопросов экспорта–импорта энергоносителей и энергетических технологий, темпов, масштабов и направлений развития национальной энергетики, а также объемов и сроков реализации энергосберегающих мероприятий.

Очень важной является недавно осознанная мировым сообществом проблема обеспечения *устойчивого развития* человеческой цивилизации. На конференции ООН по окружающей среде и развитию, состоявшейся в июне 1992 г. в Рио-де-Жанейро (а также на последующих конференциях ООН по глобальному изменению климата) со всей очевидностью было показано, что воздействие на биосферу чревато ее необратимыми глобальными последствиями и угрожает самому существованию человеческой цивилизации. Следовательно, жизненной необходимостью является переход к устойчивому (т.е. гармоничному с Природой и Обществом) развитию.

Исходя из концепции устойчивого развития, коренные изменения должны коснуться в том числе и энергетики. Именно ей принадлежит лидерство в потреблении природных ресурсов и загрязнении окружающей среды. Положение усугубляется тем, что в будущем прогнозируется значительный рост энергопотребления, прежде всего в развивающихся регионах.

Главными целями долгосрочного прогнозирования мировой энергетики являются формирование энергетической политики с учетом долгосрочных последствий принимаемых решений и анализ возможностей и путей перехода к устойчивому развитию.

При исследованиях мировой энергетики ставятся и решаются следующие ***основные задачи***:

– анализ долгосрочных тенденций потребления энергии;

– оценка энергетических ресурсов;

– определение экономически целесообразных масштабов развития существующих и новых энергетических технологий;

– анализ влияния глобальных ограничений, касающихся выбросов CO_2, на структуру энергетики мира и связанные с выполнением этих ограничений затраты;

– исследование возможностей и условий формирования энергетики устойчивого развития в различных регионах мира.

Методологической основой для проведения исследований долгосрочных перспектив развития мировой энергетики являются методы системного анализа, системных исследований в энергетике, математическое и компьютерное моделирование.

В соответствии с системным подходом моделирование структурной сложности мировой энергетической системы осуществляется путем структурирования ее элементов на основе принципа иерархии с выделением соответствующих иерархических уровней. Пространственная сложность учитывается путем адекватного «энергетического» районирования мира, т.е. выделения региональных энергетических систем. Региональные энергосис-

темы в свою очередь структурируются путем выделения специализированных (отраслевых) энергосистем: добычи первичных энергоресурсов, преобразования энергоносителей, производства конечных продуктов, межрегионального транспорта энергоносителей и др. Отраслевые энергосистемы могут быть структурированы аналогичным образом – путем выделения соответствующих иерархических уровней (технологий).

Общая схема исследований энергетики на глобальном уровне (рис. 4.7) предполагает:

1) применение математических моделей;

2) использование сценарного подхода для учета *неопределенности* информации о будущих условиях развития энергетики: темпов роста потребностей в энергии, перспектив научно-технического прогресса, экологических ограничений;

3) разделение мира на несколько регионов;

4) анализ и систематизацию информации о потребностях в энергии, энергетических ресурсах и энергетических технологиях;

5) постановку ограничений на развитие энергетики;

6) анализ результатов, полученных при расчетах на математических моделях.

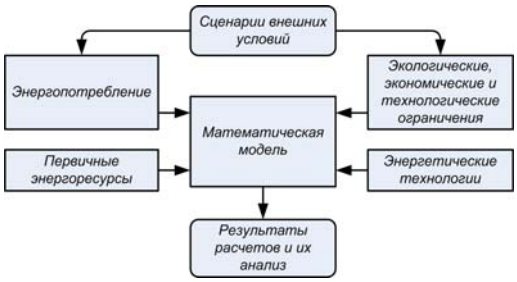


Рис. 4.7. Схема исследований мировой энергетики.

Исторический обзор. Интерес к исследованиям долгосрочных перспектив развития мировой энергетики существенно возрос в 60–70-е годы XX в. в связи с осознанием ограниченности ресурсов нашей планеты [18], большую роль в пробуждении этого интереса сыграл энергетический кризис, вызванный резким повышением цен на нефть в 1973 и 1979 гг.

В ряде стран и международных организаций начались исследования долгосрочных перспектив развития энергетики мира и его регионов. В табл. 4.6 дана краткая характеристика некоторых проектов по долгосрочному прогнозированию мировой энергетики.

Большая работа в этом направлении проделана Международным институтом прикладного системного анализа (IIASA). Первый проект (в табл. 4.7 он назван IIASA-1) был выполнен в 1973–1979 гг. под руководством В. Хефеле. Из общих соображений ясно, что в отдаленной перспективе человечество должно перейти к использованию неисчерпаемых энергоресурсов (солнечная, ядерная, термоядерная энергия и др.) и чистых энергетических технологий. Основной вопрос, поставленный в этом проекте, касался сроков и путей перехода к новой энергетической структуре в связи с истощением дешевых ресурсов органического топлива.

Страны мира были сгруппированы в семь регионов, а рассматриваемые сценарии («высокий» и «низкий») различались главным образом принятыми темпами экономического роста и увеличения потребности в энергии. Структура энергетических технологий определялась решением задачи линейного программирования с помощью оптимизационной модели MESSAGE. Полученные результаты показали, что до 2030 г. органическое топливо останется доминирующим, а ограничения на ресурсы могут появиться только в более поздний период [19].

В последующие годы такие исследования были продолжены, причем наряду с ограниченностью топливно-энергетических ресурсов стали в большей степени учитываться экологические ограничения (в том числе, для предотвращения глобальных изменений климата) и необходимость перехода человечества к устойчивому развитию [20, 21, 31].

Таблица 4.7. **Характеристика проектов по прогнозированию развития мировой энергетики**

Проект	Базовый год	Горизонт	Цель	Число сценариев	Модель
IIASA-1 [19]	1975	2030	Влияние ресурсных ограничений	2	MEDEE-2 MESSAGE IMPACT
IIASA-2 [20, 21]	1990	2050 (2100)	Исследование альтернатив развития энергетики	6	11R (Global 2100) MESSAGE III
WEA [22]	1990	2100	Устойчивое развитие	3	–
IPCC [23-25]	1990	2100	Эмиссия CO_2	Около 700	AIM, ASF IMAGE MESSAGE III MiniCAM и др.
IAEA-1998 [26, 27]	1990	2100	Перспективы развития ядерной энергетики	4	ERB DNE21 GEM-10R
WEO [28]	2004	2030	Переход к новой энергетической политике	2	WEM (World Energy Model)
IEO [29]	2005	2030	Прогноз энергетических рынков	5	NEMS (National Energy Modeling System)
WOO [30]	2008	2030	Прогноз рынка нефти	3	OWEM (OPEC World Energy Model)

Следующий проект (IIASA–2) выполнялся в 1993–1998 гг. под руководством Н. Накиченовича на основе обновленной информации, причем большее внимание уделялось исследованию влияния на траекторию развития научно-технического прогресса в энергетике [20, 21]. Рассматривался широкий спектр возможных сценариев развития экономики и энергетики, различающихся темпами экономического роста, разработки и внедрения новых технологий, степенью доступности различных энергетических ресурсов, а также политическими аспектами (международная торговля энергоресурсами, обмен технологиями, регулирование вопросов охраны окружающей среды). Полученные результаты подтвердили выводы предыдущего исследования относительно важной роли, которую будет играть органическое топливо, по крайней мере, до середины XXI в., а также показали принципиальную возможность создания сильно различающихся структур мировой энергетики, удовлетворяющих разного рода требованиям и ограничениям – техническим, экологическим, политическим.

В работе по анализу мировой энергетики (WEA [22]) , выполненной для Комиссии ООН по устойчивому развитию, специального математического моделирования мировой энергетики не проводилось; использовались уже полученные в проекте IIASA-2 характеристики трех сценариев для анализа их с точки зрения удовлетворения условиям устойчивого развития (определение индикаторов устойчивости).

В исследованиях Межправительственной группы экспертов по изменению климата (IPCC [23-25]) основное внимание уделено установлению взаимосвязи между выбросами парниковых газов и определяющими их параметрами, причем на выбросы парниковых газов специальных ограничений не накладывалось. Рассматривалось большое количество сценариев (максимально широкий спектр) без оценки вероятности их реа-

лизации, вследствие чего полученные результаты являются не прогнозами, а только возможными (при тех или иных условиях) вариантами будущего развития экономики и энергетики стран мира.

Следует отметить также проект Международного агентства по атомной энергии «Обобщенная сравнительная оценка различных энергетических систем и их роли в долгосрочном устойчивом развитии энергетики», выполненный в 1997–1999 гг. (IAEA [26, 27]). В нем проведен анализ перспектив развития ядерной энергетики до 2100 г. на фоне развития всей мировой энергетики при различных ограничениях, в частности, на выбросы CO_2 (самого важного из парниковых газов). В работе участвовали специалисты МАГАТЭ, Токийского и Парижского университетов, Лос-Аламосской национальной лаборатории и Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. На базе систематизированных и согласованных данных по энергопотреблению, энергетическим ресурсам и технологиям в каждой из организаций проводились серии расчетов с использованием имеющихся математических моделей.

В рамках данного проекта потребности в энергии вычислялись с помощью модели ERB (Лос-Аламосская национальная лаборатория). Затем они использовались в качестве входных данных для моделей DNE21 (Токийский университет) и GEM-10R (ИСЭМ СО РАН). Результаты расчетов сопоставлены и проанализированы в [26, 27]. На их основе был сделан вывод о необходимости интенсивного развития ядерной энергетики в течение всего XXI в. практически во всех регионах мира.

Другие прогнозы (в табл. 4.6 они названы WEO, IEO, WOO) [28–30]), выполненные Международным энергетическим агентством, Министерством энергетики США и ОПЕК, созданы на перспективу 20–25 лет и в большей степени, чем предыдущие, опираются на современные тенденции развития, учитывают конкретные энергетические программы разных стран и действие рыночных факторов. Сопоставление таких прогнозов с результатами долгосрочных исследований на 50–100 лет позволяет оценить надежность последних и определить направления их корректировки по мере поступления новой информации.

Эволюция работ СЭИ (ИСЭМ) по мировой энергетике. В СЭИ (ИСЭМ) СО РАН работы по мировой энергетике начались в 1980–х годах прошлого века. Первоначально они имели в основном обзорный характер [1, 32]. В этих работах проведен анализ опубликованных данных по мировым запасам органического и ядерного топлива и возобновляемым ресурсам. Проанализированы экономические проблемы перехода к новым источникам энергии (ядерные реакторы на бридерах, водород, солнечная энергия и другие возобновляемые энергоисточники), проведена оценка требуемых капиталовложений в мировую энергетику с использованием модели ИМПАКТ [1].

В конце 1980–х годов начались исследования с технологическим уклоном с целью уточнения тенденций научно-технического прогресса (НТП) в энергетике мира и определения рациональных направлений технологического развития отечественной энергетики. Была выработана концепция технологически единой многопродуктовой Мировой энергетической системы (МЭС) как одного из путей дальнейшего развития централизованного энергоснабжения городов и промышленных центров [33-35].

Для исследования МЭС в 1992–1993 гг. в СЭИ СО РАН на базе региональной энергетической модели IES-KAR [36] была разработана Глобальная энергетическая модель (GEM-10 R). Вначале она была реализована на ЭВМ БЭСМ-6 (С.П. Филиппов, И.Я. Кавелин) [37], затем – на персональном компьютере (С.П. Филиппов, В.Н. Тыртышный) [38].

Модель GEM-10R (Global Energy Model: 10 World Regions) является оптимизационной, линейной, мультирегиональной, статической (псевдодинамической). Горизонт прогнозирования – до 2100 г. В модели находится минимум целевой функции (суммарные дисконтированные затраты на развитие и функционирование МЭС на временных интервалах в 25 лет) при соблюдении ограничений на ресурсы, потребление энергии, инвестиции, масштабы развития отдельных технологий, выбросы вредных веществ в окружающую среду и др.

В модели GEM оптимизируется мир в целом. Такой подход может вызвать возражение из-за неучета противоречивых интересов отдельных регионов, конфликтных экономических и политических ситуаций, для описания которых следует использовать игровые и рыночные модели. Это необходимо признать справедливым для краткосрочной перспективы (5–10 лет), когда цены на энергоресурсы и объемы торговли ими складываются под влиянием конкретной рыночной конъюнктуры и политики стран-экспортеров (импортеров). Однако при исследованиях долгосрочных перспектив развития энергетики важно выявить наиболее эффективные энергетические ресурсы и технологии, которые должны пробить себе дорогу, несмотря на возможные колебания конъюнктуры рынка и политические препоны. Поэтому оптимизация по экономическому критерию позволяет выявить долгосрочные тенденции в развитии энергетики, которые имеют наибольшую возможность проявиться в будущем.

Теоретический анализ [39] показывает, что решение глобальной оптимизационной задачи на минимум затрат совпадает с решениями локальных задач на максимум прибыли при учете в этих задачах соответствующих ограничений. Модель GEM в определенном смысле – это рынок с совершенной конкуренцией, с учетом взаимозаменяемости энергоресурсов. При этом замыкающие затраты на производство соответствующих видов энергии характеризуют те цены, которые должны сложиться на рынке.

В реальной жизни рынок не идеален и подвержен влиянию политических факторов (например, установление квот на добычу нефти странами-экспортерами нефти, искусственное сдерживание развития ядерной энергетики в ряде стран, введение квот на выбросы вредных веществ и т.п.). В модели имеется возможность учесть эти факторы введением ограничений на добычу энергоресурсов и масштабов развития отдельных энергетических технологий.

Достоинство *оптимизационной постановки* задачи заключается в том, что с ее помощью можно в рамках единого вычислительного процесса из множества альтернативных решений выбирать лучшие, а также изучать влияние различных факторов на принимаемые решения. Сведение проблемы к задаче *линейного программирования* позволяет использовать имеющиеся стандартные программы (решатели) с развитыми сервисными блоками: анализа чувствительности решений, автоматического получения двойственных оценок и т.д. Тем не менее при применении модели GEM-10R необходимо корректно осуществлять линеаризацию имеющихся в реальности нелинейных зависимостей.

В частности, нелинейность имеет место в отношении стоимостных характеристик ресурсов ископаемых топлив. Проблема решается путем линеаризации зависимости стоимости извлечения от кумулятивной добычи. Выяснилось, что при выполнении прогнозных исследований на долгосрочную перспективу стоимость энергоресурсов достаточно разделить на 8-9 категорий.

Целесообразность *многорегиональной (многоузловой) постановки* определяется особенностями структуры объекта моделирования и решаемыми задачами (в которых требуется учитывать особенности энергетики того или иного региона). Она оказывается обязательной, например, при оптимизации перетоков энергоносителей между узлами, а

также в случае детального моделирования экологических ограничений. В первых версиях модели мир был разделен на 10 регионов. Эта разбивка в основном совпадает с обычно принимаемой в глобальных энергетических исследованиях и отличается лишь большей территориальной целостностью регионов. В модели GEM-10R мир представлен следующими регионами: 1) Северная Америка, 2) Европа (Западная и Восточная), 3) Япония и Корея, 4) Австралия и Новая Зеландия, 5) территория бывшего СССР, 6) Латинская Америка, 7) Средний Восток и Северная Африка, 8) прочая Африка, 9) Китай, 10) Южная и Юго-Восточная Азия.

Одной из *отличительных особенностей* модели является то, что энергопотребности задаются в виде конечной энергии: электрической, тепловой, механической и химической. Данный подход позволяет учесть эффективность производства, распределения и преобразования не только первичных энергоресурсов, но и вторичных энергоносителей, а также эффективность конечного потребления энергии; рассмотреть конкуренцию энергоносителей в секторе конечного потребления энергии.

Энергоносители разделены на первичные и вторичные (продукты переработки первичных энергоносителей). В качестве *первичных энергоносителей* в модель включены: а) невозобновляемые органические (нефть, природный газ, уголь), б) ядерные (уран), в) возобновляемые энергоресурсы (реки, ветер, солнце, биомасса, геотермальная энергия). Из всего множества *вторичных энергоносителей* в модель входят: моторные топлива, мазут (тяжелые продукты нефтепереработки), метанол, заменитель природного газа, водород, электроэнергия.

По сравнению с другими моделями (см. табл. 4.6), в модели GEM детально представлена технологическая структура мировой энергетической системы, причем, по всей цепочке движения топлива (энергии) – от добычи (извлечения) до конечного потребления. Это позволяет ставить и решать задачи «технологического» характера, например, выявление и изучение долгосрочных тенденций и закономерностей смены технологических укладов в энергетике.

В модели GEM описано несколько сотен энергетических технологий. В частности, предусмотрена возможность моделирования электростанций на разных видах органического топлива (мазут, уголь, газ, биомасса, метанол, диметиловый эфир) и на водороде, атомных электростанций (с тепловыми и быстрыми реакторами), ГЭС, ветровых, солнечных и геотермальных электростанций. Моделируется производство вторичных энергоносителей: моторного топлива и мазута из нефти, моторного топлива из угля, заменителя природного газа из угля и биомассы, метанола и диметилового эфира из нефти, газа, угля и биомассы. Тепловая энергия производится с использованием угля, газа, мазута, биомассы, метанола, водорода, ядерного топлива и электроэнергии, механическая (транспорт) – моторного топлива (в том числе синтетического), природного газа, водорода и электроэнергии.

Каждая технология характеризуется набором показателей – КПД, удельные капиталовложения, ежегодные эксплуатационные затраты, расход энергии на собственные нужды и др. Показатели изменяются со временем: улучшаются вследствие научно-технического прогресса (НТП) или ухудшаются вследствие увеличения затрат при ужесточении экологических требований или при неблагоприятных условиях. Эти изменения намечены экспертным путем и соответствуют ожидаемым тенденциям НТП в энергетике, в том числе тенденции ускорения совершенствования технологий при увеличении объема их применения (learning by doing).

Проведение расчетов с шагом 25 лет учитывает тот факт, что технологическая структура энергетики каждые 20–30 лет почти полностью обновляется. Лишь некоторые «дол-

гоживущие» объекты и технологии, например ГЭС, «накапливаются» и передаются от одного расчетного периода к другому вместе с остатками невозобновляемых энергоресурсов и другими аналогичными данными (что и делает модель квазидинамической). Такой подход позволяет последовательно и «равноточно» оптимизировать структуру энергетики регионов как для ближайшего, так и для последующих 25-летних периодов.

Указанные особенности отличают GEM от известных моделей (см. табл. 4.6) и позволяют корректно решать задачи прогнозирования мировой энергетики на долгосрочную перспективу.

В первоначальных исследованиях основное внимание уделялось разновидности МЭС, включающей Лунную энергетическую систему (ЛЭС) [40, 41]. При этом предполагалась возможность получения энергии из Космоса с искусственных спутников Земли или с Луны при утилизации солнечной энергии, передаваемой на Землю с использованием сверхвысокочастотного (СВЧ) излучения.

Поскольку формирование исследуемой МЭС и создание ЛЭС реально может осуществиться не ранее середины XXI в., а эффект в полной мере проявится еще позже, рассматривалась очень длительная перспектива – до конца XXI в. (с выделением временных интервалов, соответствующих 2025, 2050, 2075 и 2100 г.). Неопределенность информации по перспективным потребностям в энергии, энергетическим ресурсам, развитию энергетических технологий, возможным ограничениям на применение тех или иных ресурсов и технологий учитывалась посредством формирования шести сценариев, различающихся уровнями энергопотребления и развития ядерной энергетики и объемом выбросов CO_2.

Сценарии энергопотребления (пониженный и повышенный) разработаны исходя из прогнозов численности населения и экспертных оценок душевого потребления конечных видов энергии. Неопределенность перспектив развития ядерной энергетики обусловлена проблемами безопасности, нераспространения и радиоактивных отходов. В связи с этим рассматривались два сценария: использование легководородных реакторов на уране и мораторий на развитие ядерной энергетики. Введение глобальных ограничений на выбросы CO_2 отражало стремление мирового сообщества предотвратить разогрев планеты и изменение климата. Были рассмотрены два варианта – отсутствие ограничений и поддержание выбросов на уровне 1990 г.

Проведенные расчеты показали, что создание ЛЭС становится эффективным при ограничениях на выбросы CO_2 и одновременном моратории на развитие ядерной энергетики. При повышенном энергопотреблении масштабы необходимого использования ЛЭС могут быть очень велики.

В дальнейших исследованиях были предприняты следующие шаги:

– уточнены энергетические ресурсы и потребности по регионам мира; в частности, для всех видов ресурсов, включая возобновляемые, установлена разбивка по стоимостным категориям: очень дешевые, дешевые, дорогие, очень дорогие;

– расширен состав технологий производства энергии, в частности, добавлена технология быстрых ядерных реакторов, потребляющих уран-238; добавлены технологии извлечения CO_2;

– введены ограничения на выбросы других вредных веществ: оксидов серы и азота и твердых частиц;

– математическая модель стала квазидинамической – последовательно оптимизировалась структура энергетики регионов и межрегиональный обмен топливом для 2025, 2050, 2075 и 2100 гг. с передачей полученной структуры в качестве исходной для следующего 25-летнего периода.

В последующих сериях расчетов [42–44] рассматривались четыре сценария внешних условий развития энергетики:

– базовый (без каких-либо ограничений);

– с ограничениями на выбросы CO_2 по миру в целом на уровне 1990 г.;

– с мораторием на развитие ядерной энергетики;

– с одновременными ограничениями на выбросы и мораторием на ядерную энергетику.

Более подробное рассмотрение технологий ядерной энергетики с использованием отвального урана и плутония позволило сделать вывод о недопустимости отказа от строительства АЭС, в том числе с реакторами на быстрых нейтронах. Сделан также вывод о нереальности ограничений на выбросы на уровне 1990 г. в связи с тем, что это потребует многократного повышения затрат в мировую энергетику.

Поэтому в дальнейших работах сделан упор на исследование сценариев умеренного ограничения выбросов и перехода на путь *устойчивого развития* [45–47].

Последняя задача рассматривалась с точки зрения поиска оптимальной структуры и масштабов развития энергетики, обеспечивающих, с одной стороны, экономический рост и повышение уровня жизни людей, особенно в развивающихся странах, с другой – снижение негативного влияния деятельности человека на окружающую среду до безопасного предела.

Сценарии формировались и отбирались по мере проведения расчетов и анализа получаемых результатов. Сначала были сделаны расчеты для указанных выше первых четырех сценариев с жесткими ограничениями (или при их отсутствии). Полученные варианты развития энергетики оказались «крайними» в смысле преимущественного использования угля, ядерной или возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с чрезвычайно большими и явно нереалистичными изменениями в структуре энергетики большинства регионов. Поэтому впоследствии сформированы и просчитаны следующие сценарии с частичным переходом на умеренные ограничения.

Рассмотрены:

– два уровня энергопотребления (высокий и низкий);

– четыре ступени ограничений на выбросы CO_2 (их отсутствие, жесткие – примерно на уровне 1990 г., умеренные – на 80 % выше, мягкие – примерно в 2,5 раза выше, чем в 1990 г.);

– три ступени ограничений на ядерную энергетику (их отсутствие, жесткие – мораторий на применение ядерной энергии, умеренные – производство на АЭС не более 50 % электроэнергии и примерно такого же по энергии количества водорода).

В результате проведенных исследований выяснилось, что в XXI в. неизбежен значительный рост мирового потребления энергии, в первую очередь в развивающихся странах. При этом развитые страны в соответствии с принципами устойчивого развития должны стабилизировать энергопотребление и даже снизить его. Развитые страны могли бы, по-видимому, «смириться» (по крайней мере, на какое-то время) с достигнутым уровнем благосостояния и потребления ресурсов планеты. Однако речь идет не просто о сохранении окружающей среды и условий существования человечества, но и об одновременном повышении социально-экономического уровня развивающихся стран («Юга») и приближении его к уровню развитых стран («Севера»).

Расчеты показали, что непременным условием перехода к устойчивому развитию является помощь наиболее отсталым странам со стороны развитых, для достижения реальных результатов такая помощь (финансовая и техническая) должна быть оказана в самые ближайшие десятилетия.

Введение глобальных ограничений на выбросы CO_2 (наиболее важного тепличного газа) значительно повлияет на структуру энергетики регионов и мира в целом. Попытки сохранения глобальных выбросов на современном уровне следует признать нереальными из-за трудно разрешимого противоречия: дополнительные затраты на ограничение выбросов CO_2 должны будут нести преимущественно развивающиеся страны, которые «не виновны» в создавшейся проблеме и не имеют необходимых средств; развитые же страны вряд ли захотят оплатить такие большие затраты.

Переход к конкретным практическим мерам по ограничению выбросов парниковых газов требует решения ряда вопросов, связанных с организацией международного сотрудничества в этой области, в первую очередь, с установлением национальных квот на выбросы и правил, регулирующих обмен и торговлю квотами. Хорошо известно, что это возможно только на основе глобального подхода и координации действий всех стран мира, поскольку попытки установления ограничений только для отдельных стран или регионов приведут к возникновению так называемого эффекта «утечки углерода», т.е. к увеличению выбросов в других регионах.

Использование для анализа вариантов развития МЭС математической модели GEM-10R позволило исследовать распределение квот на выбросы и затрат между регионами мира. Рассмотрены следующие принципы распределения затрат, связанных с предотвращением глобального изменения климата, между регионами:

1) «идеальной справедливости», предполагающий, что все жители Земли имеют равные права, в том числе, на выбросы тепличных газов. В связи с этим все дополнительные затраты в мировую энергетику оплачивают развитые регионы. Кроме того, развивающимся регионам следует доплачивать за неполное использование квоты на выбросы.

2) «реальной справедливости», учитывающий тот факт, что некоторые из развивающихся регионов в любом случае не смогут полностью использовать выделенную им квоту на выбросы. В связи с этим доплата им производится в меньшем объеме.

3) «компенсации» предполагает, что, несмотря на то что развивающиеся регионы не используют свою квоту, доплата за это им не выдается. Развитые страны берут на себя расходы только на технические мероприятия по снижению глобальных выбросов.

4) «заинтересованности», предполагающий минимизацию каждым регионом суммы затрат и ожидаемого ущерба от изменения климата.

Расчеты показали, что в затратах развитых стран значительную долю составляют прямые финансовые выплаты развивающимся странам (за превышение своей квоты на выбросы); для принципа «идеальной справедливости» они возрастут от 0,4 % ВВП в 2025 г. до 4,3 % в 2100 г. Первая из этих выплат относительно легко осуществима, вторая – нереальна. Полученные результаты свидетельствуют, что технически возможное сокращение выбросов тепличных газов окажется практически трудно реализуемым из-за противоречий между отдельными странами, существенно различающимися по уровню экономического развития. Эта проблема станет серьезным препятствием на пути перехода человечества к устойчивому развитию.

Как показали исследования, развитие ядерной энергетики представляет наиболее эффективное средство снижения выбросов CO_2. В сценариях, где вводились жесткие или умеренные ограничения на выбросы CO_2 и отсутствовали ограничения на ядерную энергетику, ее оптимальные масштабы развития получились чрезвычайно большими. Другим показателем ее эффективности явилась «цена» ядерного моратория, которая при жестких ограничениях на выбросы CO_2 выливается в 80 %-е увеличение затрат на мировую энергетику. В связи с этим проанализированы сценарии с

«умеренными» ограничениями на развитие ядерной энергетики для поиска реально возможных альтернатив.

После издания обобщающей монографии [46] работы по мировой энергетике развивались в направлении более полного учета особенностей потребителей энергии и энергетики России, дополнительных исследований научно-технического прогресса в энергетике и моделирования взаимосвязей энергетики и экономики [48–57].

Современное состояние работ по исследованию долгосрочных перспектив развития мировой энергетики в ИСЭМ СО РАН. Отметим основные методические отличия последних работ по мировой энергетике [48–57] с указанными выше.

1. Увеличено число рассматриваемых регионов (с 10 до 13). Регион бывшего СССР разделен на четыре: Европейская часть России (включая Урал), Азиатская часть России (Сибирь и Дальний Восток), Запад бывшего СССР (Украина, Белоруссия, Эстония, Латвия, Литва, Молдавия), Юг бывшего СССР (Казахстан, Туркмения, Киргизия, Узбекистан, Таджикистан, Армения, Грузия, Азербайджан). Изменение регионального деления отражает политические реалии после распада СССР и позволяет исследовать долгосрочные перспективы развития энергетики России с учетом ее региональных различий на фоне мировых тенденций.

Разделение России на Европейскую и Азиатскую части позволяет более точно моделировать условия топливоснабжения, поскольку основные ресурсы органического топлива находятся на востоке страны.

2. Внесены существенные изменения в методику прогнозирования энергопотребления. В отличие от ранее проводившихся исследований, где энергопотребление задавалось либо экспертно [40–44], либо с помощью универсальных кривых связи темпов роста и энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) с достигнутым уровнем развития экономики [46, 47], в последних расчетах учитывалось взаимовлияние энергопотребления и цен на энергоресурсы.

Потребление конечных видов энергии для регионов мира является входной информацией для модели GEM, которая для данного энергопотребления (и заданных для данного сценария ограничений) определяет структуру энергетики и затраты на ее развитие, т.е. влияние энергетики на экономику. Для учета обратного влияния (экономики на энергетику) используется модель MACRO [54, 55], которая отражает потребность в энергии при данной динамике цен на энергоносители. Взаимная увязка моделей позволяет найти согласованное решение: сбалансировать производство и потребление энергии и исследовать влияние стоимости энергии (и соответственно ограничений на развитие энергетики) на энергопотребление и ВВП.

3. Для учета распределенной генерации энергии (маломощные установки, децентрализованные потребители) потребности в конечной энергии разделены на две группы – централизованные и децентрализованные. Децентрализованные потребности обеспечиваются использованием как единичных энергетических технологий (электростанции на органическом топливе, ветроэнергетические установки, солнечные фотоэлектрические преобразователи и др.), так и агрегированных технологий, представляющих собой оптимальные сочетания энергоисточников различных типов в децентрализованных (автономных) энергосистемах. Оптимальная структура таких энергосистем рассчитывалась с помощью модели REM (Renewable Energy Model) [54, 58], на основе этих расчетов определялись агрегированные данные, которые затем использовались в качестве показателей макротехнологий в модели GEM для описания энергоснабжения децентрализованных потребителей.

4. Для выполнения исследований разработан интегрированный программный комплекс, состоящий из моделей GEM, MACRO и REM (рис. 4.8).

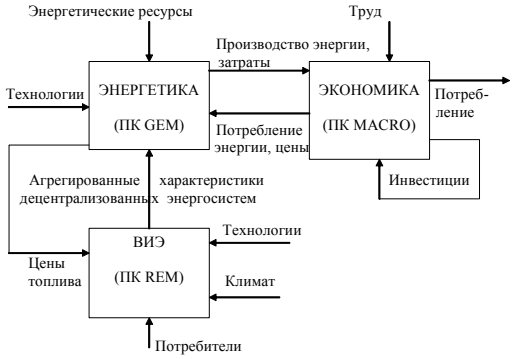


Рис. 4.8. Схема системы математических моделей (ПК – программный комплекс).

Модель REM предназначена для определения оптимальной структуры энергосистемы, включающей как ВИЭ (в том числе со стохастическим режимом работы), так и энергоисточники на органическом топливе. Исходными данными для расчетов являются технико-экономические показатели энергетических технологий, характеристики потребителей (объемы и режимы потребления электрической и тепловой энергии, требуемый уровень надежности энергоснабжения), климатические и метеорологические характеристики местности, цены топлива.

Расчет характеристик автономной энергосистемы сводится к решению задачи математического программирования: найти установленные мощности и режимы работы всех энергоисточников из условия минимума суммарных дисконтированных затрат на создание и эксплуатацию системы при ограничениях на объемы и режимы отпуска электрической и тепловой энергии, а также на надежность энергоснабжения. В результате расчетов определяются установленные мощности энергоисточников и режимы их работы (отпуск энергии по часам года), а на их основе – агрегированные характеристики децентрализованной энергосистемы – денежные затраты, суммарное (годовое) производство электрической и тепловой энергии, а также выбросы вредных веществ на единицу использованного энергетического ресурса.

Модель MACRO служит для описания связи энергетики с экономикой в долгосрочной перспективе. Вся экономика отдельного региона разделена на две части: энергетический сектор и остальная экономика. Энергетический сектор снабжает энергией экономику, выпуск продукции которой зависит от ряда параметров (энергия, труд и капитал) и распределяется между текущим потреблением, инвестициями и платой за энергию. Учет связей между двумя секторами позволяет сбалансировать производство и потребление энергии и исследовать влияние стоимости энергии (и соответственно ограничений на развитие энергетики) на энергопотребление и валовой внутренний продукт (ВВП).

Расчеты выполняются итерационно в следующей последовательности:

а) формируются сценарии внешних условий развития энергетики;

б) рассчитываются оптимальная структура и режимы работы автономных децентрализованных энергосистем на базе возобновляемых энергоисточников при заданных ценах на органическое топливо (модель REM); определяются агрегированные показатели;

в) рассчитываются структура энергетических технологий и цены энергоресурсов по регионам мира (модель GEM);

г) корректируется энергопотребление (модель MACRO);

д) расчеты повторяются (начиная с п.2) до обеспечения сходимости.

5. Рассмотрены новые технологии когенерации (совместного производства электроэнергии и тепла) для крупных и децентрализованных потребителей, которые позволяют повысить общий КПД первичных энергоресурсов (угля, газа, урана, биомассы, дизельного топлива, геотермальной энергии).

6. Проанализированы новые компромиссные сценарии ограничения глобальных выбросов CO_2.

7. Разработана динамическая модель GEM-Dyn [56, 57], которая позволяет учитывать инерционность развития энергетики и получать более «гладкие» решения на перспективу до 50 лет. Путем формулирования задачи в динамической постановке уда-

ется решить следующие проблемы: 1) минимизация суммарных дисконтированных затрат на всем рассматриваемом периоде; 2) учет существующей технологической структуры МЭС и ее возрастных характеристик; 3) учет различий в сроках службы сопоставляемых технологий; 4) учет динамики изменения технико-экономических показателей технологий, причем как действующих, так и новых и др.

В динамической модели реализован оригинальный метод описания динамики ограничений на ресурсы невозобновляемых видов энергии. Динамика ограничений на ресурсы описывается путем введения для каждого вида ресурса индивидуального кумулятивного показателя γ_{ts}, характеризующего прирост запасов s-й стоимостной категории данного ресурса в t-й период. Этот показатель определяет долю из еще неразведанного ресурса s-й стоимостной категории, которая будет открыта и доступна для извлечения в t-й период.

Однако при использовании динамической модели возникает известная проблема корректного учета дисконтирования затрат. Она обусловлена малым коэффициентом дисконтирования в отдаленные периоды (20–30 лет в зависимости от нормы дисконта) и, соответственно, незначительным вкладом затрат этих периодов в суммарные дисконтированные затраты за весь рассматриваемый интервал развития системы. В связи с этим использование квазидинамической математической модели по-прежнему актуально, поскольку позволяет равноценно моделировать все рассматриваемые (как ближайшие, так и более отдаленные) периоды внутри 100-летнего горизонта прогнозирования.

На различных модификациях модели GEM проведены многочисленные расчеты с использованием десятков сценариев внешних условий развития мировой энергетики. Для иллюстрации полученных результатов на рис. 4.9 представлена структура мировой энергетики для четырех сценариев.

В сценарии 1 («business as usual» – инерционный) не вводится никаких ограничений на развитие энергетики, в связи с чем выбросы CO_2 увеличиваются в 4 раза по сравнению с современным уровнем. В сценарии 2 вводятся умеренные ограничения на эмиссию CO_2 (рост в 1,5 раза к 2025 г. и стабилизация выбросов в течение второй половины века), в сценарии 3 – умеренные ограничения на эмиссию CO_2 и одновременно умеренные (реалистичные) ограничения на развитие ядерной энергетики, в сценарии 4 – жесткие ограничения на эмиссию CO_2 (примерно на современном уровне к концу века) и мораторий на развитие ядерной энергетики.

Из рис. 4.9 видно, что в сценарии 1 (инерционного развития) роль возобновляемых источников энергии (ВИЭ) невелика, исчерпание дешевых категорий ресурсов нефти во второй половине века компенсируется ростом потребления других органических топлив (в основном угля) и в меньшей степени – развитием ядерной энергетики. При вводе экологических ограничений в сценарии 2 уголь замещается ядерной энергией и в меньшей степени газом и ВИЭ. При введении умеренных ограничений на строительство ядерных энергоисточников в сценарии 3 происходит их замещение неорганическими ВИЭ. При запрещении использования ядерной энергии в сценарии 4 роль ВИЭ наиболее высока, причем во второй половине XXI в. необходимо развитие Лунной энергетической системы.

Проведенные исследования долгосрочных перспектив развития мировой энергетики позволили сделать следующие *основные выводы:*

1. Разработанный методический подход и математические модели показали свою эффективность при долгосрочном прогнозировании развития энергетики мира и отдельных регионов. Продемонстрировано, что структура энергетики существенно зависит от внешних условий (в том числе, политических решений, определяющих масштабы и формы международного сотрудничества в области экономики, техники и экологии).

2. В XXI в. неизбежен значительный рост мирового энергопотребления, в первую очередь в развивающихся странах. Человечество в достаточной мере обеспечено энергетическими ресурсами для обеспечения такого роста, однако неизбежно удорожание вырабатываемых конечных видов энергии.

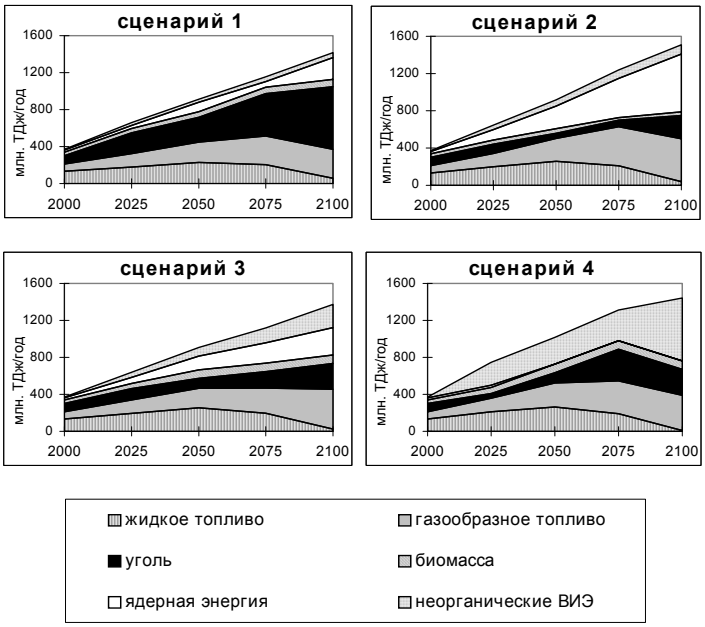


Рис. 4.9. Потребление первичных энергоресурсов в различных сценариях развития энергетики.

3. В ближайшие два-три десятилетия роль органического топлива будет оставаться важной во всех рассмотренных сценариях. Однако к концу первой четверти века при реализации сценариев с ограничениями на выбросы CO_2 традиционные виды топлива будут постепенно вытесняться технологиями с использованием безуглеродных энергетических ресурсов.

4. Наложение ограничений на выбросы CO_2 приводит к необходимости быстрого развития и широкомасштабного внедрения новых экономически эффективных технологий использования возобновляемых энергоресурсов, ядерной энергии, а также методов получения, транспорта и использования конечными потребителями экологически чистого энергоносителя – водорода.

Эффективным способом ограничения выбросов диоксида углерода является широкомасштабное развитие ядерной энергетики, которое требует перехода на новые прогрессивные и более безопасные технологии с использованием практически неограниченных ресурсов урана-238 (бридеры, или реакторы на быстрых нейтронах). Введение запрета на развитие ядерной энергетики недопустимо в связи с резким ростом затрат на мировую энергетику из-за необходимости использования в этом случае наиболее дорогой части возобновляемых источников энергии, включая размещение солнечных фотоэлементов на геостационарной орбите и на поверхности Луны.

В первой половине XXI в. не возникает потребности в «замыкающих» технологиях (термоядерная энергия и ЛЭС), однако они могут потребоваться во второй половине века. В связи с масштабностью задач соответствующие исследования и разработки нужны уже сегодня.

5. Сравнение разнообразных сценариев по разным критериям (структура энергетики, затраты, выбросы CO_2) показывает, что оптимальным для мировой энергетики является компромиссный сценарий «устойчивого развития» (сценарий 3 на рис. 4.9). В этом варианте удается несколько стабилизировать потребление первичных энергоресурсов, ограничить рост затрат на мировую энергетику и внедрять новые технологии темпами, допустимыми по техническим и экономическим условиям.

6. Для перехода к устойчивому развитию необходимо выравнивание уровней социально-экономического развития стран мира, что требует *систематической экономической и технической* (в области повышения эффективности производства и использования энергии) *помощи развивающимся странам со стороны развитых.* Размеры экономической помощи должны составлять, как минимум, 10–20 % годового прироста ВВП развитых стран и направляться в первую очередь в наиболее отсталые страны Африки и Азии.

7. Предотвращение катастрофических изменений климата Земли требует:

а) принятия *на международном уровне* решения о величине и динамике изменения глобальных ограничений на выбросы CO_2 не только на ближайшие годы, но и на более отдаленную перспективу, возможно, до середины XXI в.;

б) установления квот на выбросы исходя из интересов всего человечества в целом с учетом соотношения затрат на реализацию мероприятий и величины предотвращенного ущерба;

в) распространения новых соглашений о сокращении (или сдерживании роста) выбросов CO_2 также и *на развивающиеся страны,* причем величина сокращения должна увязываться *с компенсацией соответствующих затрат* со стороны развитых стран;

г) выработки *механизма компенсации* указанных затрат.

Исследования долгосрочных перспектив развития энергетики мира и его отдельных регионов, несомненно, будут продолжаться. Каждый цикл таких исследований дает ответы на одни вопросы, но одновременно ставит другие. Особенно сложные проблемы возникают в связи с необходимостью перехода человечества к устойчивому развитию. Выделим *основные задачи дальнейших исследований:*

1. Исследование механизмов оказания финансовой и технической помощи развивающимся странам со стороны развитых и проблем установления справедливых и компромиссных квот на выбросы парниковых газов между развитыми и развивающимися регионами.

2. Определение количественных параметров для характеристик устойчивого развития применительно к используемым математическим моделям, анализ вариантов развития конкретных регионов с точки зрения соответствия критериям устойчивого развития.

3. Учет влияния мирового экономического кризиса, начавшегося в 2008 г., на будущее развитие мировой энергетики и на возможные сроки перехода к устойчивому развитию человечества.

4. Исследование влияния рыночных механизмов на долгосрочное развитие мировой энергетики. Оценка необходимости регулирования рыночных механизмов на межгосударственном (наднациональном) уровне.

5. Разработка более детальной модели для учета взаимосвязей энергетики и экономики, в том числе на уровне отдельных отраслей. Уточнение взаимосвязей темпов развития энергетики с прогнозами развития экономики в целом.

6. Проведение дополнительных исследований по вопросам, связанным с развитием НТП в энергетике и возможным срокам внедрения инновационных технологий. Исследование взаимосвязей НТП и экономического развития. Более детальное исследование приоритетных энергетических технологий (использование ядерной и термоядерной

энергии, возобновляемых источников энергии, водорода) и уточнение оптимальных стратегий их использования.

7. Развитие исследований по уяснению роли России в мировой энергетике будущего и при решении глобальных экономических, энергетических и экологических проблем. Анализ возможной роли России в международной торговле квотами на выбросы CO_2. Определение географии долгосрочного спроса на российские энергоресурсы и оптимального соотношения их экспорта в различных направлениях.

Выработка рекомендаций в области энергетической дипломатии России на долгосрочную перспективу.

8. Уменьшение зоны неопределенности получаемых результатов и рекомендаций. Развитие методов оценки вариантов развития энергетики с точки зрения как приближения к траектории устойчивого развития, так и их практической реализуемости.

4.3. Формирование и исследование территориально-производственной структуры ТЭК страны и регионов

Топливно-энергетический комплекс (ТЭК) страны является одним из крупнейших и ярко выраженных межотраслевых комплексов, включающих в себя такие формально независимые отрасли промышленности, как электроэнергетика, теплоэнергетика, угольная, нефтяная, нефтеперерабатывающая и газовая промышленность, а также энергетическое хозяйство городов и сельских местностей, объединенных технологически и территориально.

Технологическое единство ТЭК обусловлено действием следующих основных факторов [59–61]:

– широкой взаимозаменяемостью различных видов топлива и энергии у потребителей и на главных стадиях преобразования энергии;

– комбинированным характером многих энергетических процессов;

– взаимосвязанностью режимов работы различных типов энергетических объектов;

– необходимостью взаимного резервирования отраслей.

Создание единой электроэнергетической, газо- и нефтеснабжающей систем, охватывающих основную часть территории страны, обусловливает ее территориальное единство.

ТЭК оказывает определяющее влияние на развитие всего народного хозяйства, что объясняется универсальным характером его продукции – энергии – неотъемлемой части любого производственного процесса, транспортных систем и обслуживания населения.

В свою очередь ТЭК – один из наиболее капиталоемких секторов материального производства, на долю которого приходится около $^1/_3$ основных фондов промышленности страны. Заблаговременное развитие обеспечивающих ТЭК отраслей народного хозяйства (металлургия, машиностроение, строительная индустрия, транспорт) в сочетании с длительными сроками строительства основных энергетических объектов (8–10 лет) порождает большую инерционность развития ТЭК.

Инерционность и капиталоемкость ТЭК требуют рассмотрения долгосрочных перспектив его развития. При этом необходимо знать не только структуру и производственные связи ТЭК, но и особенности предстоящего этапа и основные тенденции его развития.

Определение этих тенденций, изучение их количественных проявлений в прошлом и будущем – одна из главных задач, которой занимается Институт систем энергетики СО РАН.

В наибольшей мере решению этой задачи отвечает системный подход к прогнозированию развития энергетики, основная сущность которого определяется тремя главными требованиями [61, 62]:

во-первых, четкая постановка целей прогнозирования и отбор в соответствии с этими целями направлений развития энергетики, наиболее эффективных с позиций народного хозяйства в целом;

во-вторых, по возможности полное определение и количественная конкретизация условий развития системы и учитываемых факторов. При этом все их множество должно объединяться причинно-следственными связями, обычно записываемыми в форме математической модели (системы моделей);

в-третьих, процесс системного прогнозирования представляет собой диалектическое единство анализа и синтеза. Главным средством исследования становится всесторонний анализ роли тех или иных условий, явлений и факторов в развитии ТЭК, выполняемый с помощью математических моделей. Синтез обеспечивается тем, что в результате такого анализа формируются рациональные стратегии развития ТЭК.

Известно, что прогноз развития ТЭК разрабатывается не ради абстрактного познания будущего, а для решения вполне конкретных и неотложных задач, имеющих длительные и серьезные последствия во времени.

К числу таких основных задач можно отнести:

– выбор наиболее эффективных направлений научно-технического прогресса в энергетики;

– выяснение требуемых масштабов и сроков добычи и производства топливно-энергетических ресурсов и разработку комплекса инфраструктурных мероприятий по их освоению (прокладка нефте- и газопроводов, железных дорог, линий электропередачи и т.п.);

– изучение влияния развития энергетики на темпы и пропорции экономического развития, на окружающую среду и т.д.

Проводимые с начала 90-х годов прошлого века рыночные реформы изменили условия развития и функционирования ТЭК страны и выявили ряд новых проблем, которые отсутствовали или были незначительными в условиях плановой экономики.

1. *Кардинально изменилась роль государства в управлении.* Вместо повсеместного планирования с соответствующим государственным финансированием, функция государства теперь заключается в выработке и проведении общей энергетической политики, которая направлена на: обеспечение энергетической безопасности; поддержку приоритетных направлений НТП, энергосбережения, экспортной политики, структурных изменений в энергетике, ценовой политики; решение социальных, региональных и экологических проблем, связанных с энергетикой.

2. *Увеличилось число лиц, принимающих решения*. Большую роль стали играть региональные органы управления и многочисленный класс собственников, которые владеют энергетическими объектами и оказывают влияние на их функционирование и развитие. В связи с этим возникли проблемы, связанные с формированием сбалансированных энергетических рынков, с конкуренцией производителей, с взаимоотношениями потребителей и производителей и др.

3. *Изменился набор критериев оценки эффективности принимаемых решений*. В рыночных условиях наряду с критериями народнохозяйственной эффективности и надежности большую роль играют критерии коммерческой эффективности разрабатываемых мероприятий и «рисков».

4. *Произошли изменения в финансовой политике и ценообразовании в энергетике.* Это касается не только текущей деятельности хозяйствующих субъектов в различных отраслях энергетики, но и инновационной и инвестиционной деятельности для развития объектов (внедрение новых технологий, строительство новых энергетических объектов). Данные изменения обусловлены перестройкой всей системы накопления и расходования финансовых средств, переходом на самофинансирование и усиление экономической ответственности инвесторов за принимаемые решения. Вместе с тем целена-

правленное участием государства как в прямом финансировании крупных инновационных проектов, так и через щадящую налоговую политику может сыграть важную регулирующую роль в реализации наиболее приоритетных направлений развития энергетики страны и регионов.

Среди проблем, связанных с изменением финансовых отношений в России, особое внимание следует уделять изучению механизмов ценообразования в энергетике и влияния изменения цен на развитие энергетики и экономики страны и отдельных регионов. Усиление влияния ценового фактора на функционирование и развитие энергетики в рыночной экономике при необоснованной ценовой политике может привести либо к нарушению спроса и предложения на рынке энергоресурсов либо к снижению инвестиционной активности.

5. *Произошли изменения в международных отношениях, в том числе в области энергетики*. Увеличивающаяся интеграция российской энергетики в мировые энергетические рынки привела к возрастанию зависимости функционирования и развития энергетики России от положения, складывающегося на этих рынках.

Таким образом, переход к рыночной экономике и проводимые в связи с этим реформы обусловливают появление новых проблем, требующих привлечения иных моделей и средств их исследования и решения.

4.3.1. Модели для оптимизации территориально-производственной структуры ТЭК страны, разрабатываемые в 1960–1980 гг.

Первая в СССР математическая модель энергетического баланса страны была разработана сотрудниками Института электронных управляющих машин АН СССР в 1959–1960 гг. [67]. Эта модель сводилась к транспортной задаче линейного программирования и позволяла оптимизировать производство и распределение топлива по районам страны, предполагая полную взаимозаменяемость всех видов топлива. Наряду с транспортными моделями энергетического баланса (ТЭБ) страны разрабатывались модели ТЭБ на уровне отдельных районов. Но транспортные модели настолько упрощали действительные свойства энергетических систем, что их решения оказывались нереальными.

Основной недостаток разрабатываемых транспортных моделей (отсутствие учета энергоэкономического эффекта у потребителей при использовании различных видов топлива) был устранен в модели, разработанной в Сибирском энергетическом институте СО АН СССР в 1962 г. [63], а затем в различных ее модификациях, описывающих различные стадии добычи, преобразования, распределения и потребления энергетических ресурсов [64]. На базе этих моделей в 1967 г. в Главном вычислительном центре (ГВЦ) Госплана СССР была создана производственно-распределительная модель ТЭК страны, которая наряду с другими разновидностями моделей вошла в «Методические положения оптимизации топливно-энергетического хозяйства», утвержденные Госпланом СССР и Советом по комплексным проблемам энергетики ОФТПЭ АН СССР.

Вместе с тем из-за особенностей структуры распределительной задачи эти модели не могли достаточно полно описать такие особенности отраслевых систем, как переработка топлива, переменные (суточные и годовые) графики потребления топлива и энергии и т.п. Поэтому наряду с распределительными моделями, разрабатывались модели энергетического хозяйства, использующие общую задачу линейного программирования. Такие модели в принципе позволяли в той или иной мере описать практически все элементы и связи энергетического хозяйства страны в динамике его развития.

Однако реализовать это не удавалось из-за большой размерности моделей и ограниченных вычислительных возможностей имеющихся на то время ЭВМ. Поэтому дальнейшее развитие моделей пошло в направлении создания специализированных моделей отдельных систем энергетического хозяйства и разработки методов взаимной увязки их решений с целью получения глобального оптимума [62]. Были разработаны специализированные модели общеэнергетической системы и отдельных отраслевых систем применительно к стране и отдельным районам (рис. 4.10). Их описание нашло отражение в «Методических положениях оптимизации топливно-энергетического комплекса страны», выпущенных в 1975 г. Научным советом по комплексным проблемам энергетики [65].

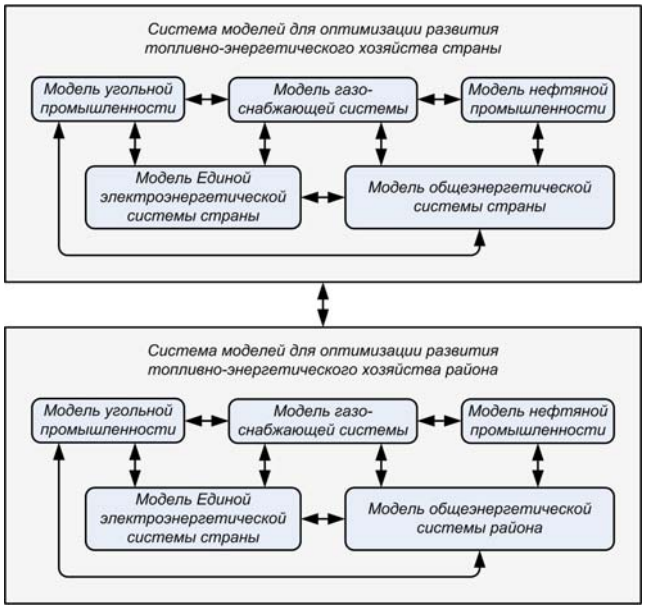


Рис. 4.10. Система математических моделей для оптимизации развития топливно-энергетического хозяйства страны и районов.

Разработанные «Методические положения» явились обобщением исследований, выполненных независимо Сибирским энергетическим институтом СО АН СССР, Энергетическим институтом им. Г.М. Кржижановского, ВНПИ «Энергосетьпроект» и совместной работы Центрального экономико-математического института, Всесоюзного нефтегазового института и Всесоюзного института нефтеперерабатывающей промышленности.

Предлагаемая в «Методических положениях» модель общеэнергетической системы страны описывала производственные связи между топливно-энергетическими отраслями и потребителями топлива и энергии (рис. 4.11).

С учетом этих связей построена блочная структура модели. Она содержит три слабо взаимосвязанных топливных блока: нефтяной, газовой и угольной промышленности, а также блоки электроэнергетики и теплоснабжения. Все блоки собраны в единую математическую модель матрицей удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты, общими ограничениями на лимитированные ресурсы (капиталовложения, трудовые ресурсы, отдельные виды оборудования и материалов), функционалом модели.

В качестве последнего рассматривался минимум суммарных приведенных затрат на добычу, переработку, преобразование, распределение и использование энергетических ресурсов при условии удовлетворения потребности народного хозяйства страны в видах топлива и энергии.

Модель была разработана как условно-динамическая. Это означало, что для каждого этапа расчетного периода (как правило, пятилетия) решалась статическая задача, но при этом исходное состояние системы при оптимизации каждого последующего этапа принималось по результатам оптимизации предыдущего. За основу территориального деления при оптимизации общеэнергетической системы страны бралась сетка, включающая 24 экономических района. При оптимизации на более отдаленную перспективу

(на 2–3 пятилетки) предусматривалось укрупнение территориального деления страны до 11–12 районов.

С ее помощью были выполнены расчеты оптимальных вариантов топливно-энергетического баланса СССР на 1970, 1975 и 1980 гг.

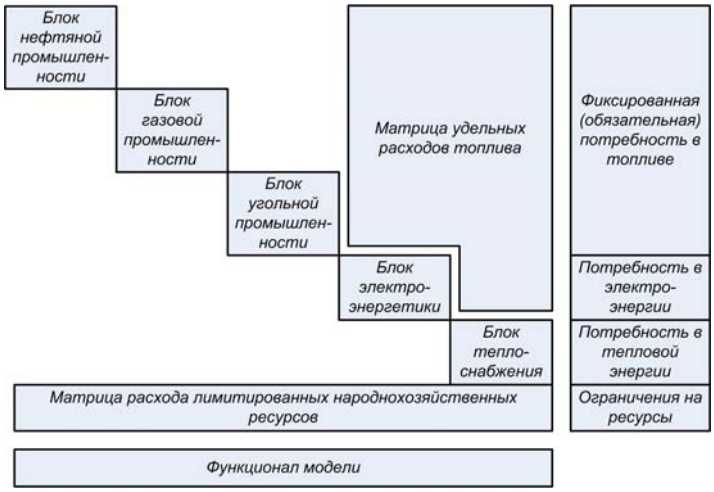


Рис. 4.11. Структура модели для оптимизации общеэнергетической системы страны.

Разрабатываемые модели различались степенью агрегирования в технологическом, территориальном и временном аспектах, но в основном они формировались как статические или в лучшем случае как условно динамические.

Накопленный за прошедшие годы большой опыт моделирования позволяет выделить некоторые общие принципы моделирования энергетики, пригодные как для плановой, так и для рыночной экономики [62–71]. К их числу можно отнести:

– наличие большого числа вариантов возможного развития каждого из звеньев технологической цепочки преобразования энергоресурсов (от добычи до потребления) делает необходимым её описание в виде оптимизационной модели;

– большая протяженность страны и несоответствие размещения добычи энергетических ресурсов местам их потребления предполагает обязательный учет территории в моделях с подробным описанием транспортных потоков;

– для оптимизации перспективной структуры энергетики предпочтительнее использовать не статические, а динамические модели;

– для обеспечения требований охраны окружающей среды необходимо учитывать, что их выполнение достигается за счет дополнительных вложений в энергетические объекты и должно быть отражено при их описании в математической модели;

– для адекватности моделей реальным условиям развития энергетики необходимо учитывать объективную неоднозначность исходной информации.

По принципам построения и приемам описания связей и свойств энергетических систем отечественные модели ничуть не уступали соответствующим зарубежным, а в некоторых случаях даже их превосходили (например, при учете территориального фактора). Вместе с тем из-за слабых вычислительных возможностей и недостаточной оснащенности персональными компьютерами (в предыдущие годы), Россия отставала в практической реализации этих моделей и особенно в создании программно-вычислительных средств, обеспечивающих унифицированное взаимодействие пользователей с разрабатываемыми моделями.

Зарубежный опыт разработки оптимизационных моделей. Наиболее известными зарубежными моделями энергетических систем и комплексов являются MARKAL [86], MESSAGE [87, 88], EFOM [89]. Основной недостаток этих моделей – не учет территориального фактора. В настоящее время разрабатываются модификации моделей, позволяющие устранить этот недостаток (например, в канадской версии MARKAL-ED).

Для учета неопределенности исходной информации была разработана стохастическая постановка модели MESSAGE III [90].

Во многих странах Европейского Союза (ЕС) и Восточной Европы, в странах Ближнего Востока (Иран, Турция) и Юго-Восточной Азии (Китай, Индонезия) используется в разных модификациях модель EFOM (Energy Flow Optimization Model).

В 1985 г. была создана версия модели EFOM под оптимизатор GAMS, позволяющий решать задачи большой размерности (тысячи уравнений).

В 90-е годы в Институте промышленного производства (IPP) ФРГ на базе модели EFOM-ENV был разработан пакет программ PERSEUS (Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply), позволяющий учитывать: кривую эластичности спроса на энергоноситель в зависимости от его цены; дискретный характер ввода прогнозируемых объектов; влияние выбросов парниковых газов на изменение климата с учетом концентрации и времени жизненного цикла парниковых газов в атмосфере.

4.3.2. Развитие методов и моделей оптимизации ТЭК страны и регионов в 1990–2000 гг.

В последние годы методический аппарат и сами математические модели существенно модифицируются и переориентируются на исследование межотраслевых и межрегиональных отношений применительно к рыночным условиям, на развитие моделей в направлении учета производственно-финансовых показателей отдельных энергокомпаний, на исследование адаптационных возможностей энергетики, на изучение проблем интеграции регионов России с мировой энергетикой [69, 70, 75].

Существенный задел в создании оптимизационных производственно-финансовых моделей применительно к газовой, нефтяной и электроэнергетической отрасли сделан в Институте энергетических исследований (ИНЭИ) РАН [82-84], применительно к угольной промышленности – в Институте систем энергетики (ИСЭМ) СО РАН [85].

В Институте народнохозяйственного прогнозирования (ИНП) РАН в составе модельно-вычислительного комплекса разработана динамическая оптимизационная модель перспективного топливно-энергетического баланса страны [71].

С точки зрения учета требований энергетической безопасности в ИСЭМ СО РАН разработана система моделей, позволяющая оценивать последствия экстремальных условий для ТЭК и обосновывать мероприятия по обеспечению надежного топливо- и энергоснабжения потребителей в этих условиях [73].

В настоящее время в ИСЭМ СО РАН разработана и постоянно совершенствуется динамическая территориально-производственная модель ТЭК страны. Опыт в создании такой модели и некоторые результаты ее применения при исследовании ТЭК страны описаны в [69, 73–75] и приводятся ниже.

Описание динамической оптимизационной модели ТЭК страны. Разработанная в ИСЭМ СО РАН динамическая территориально-производственная модель[1] для формирования сценариев взаимосогласованного развития энергетики России по

[1] В 2003-2008 гг. усовершенствование модели проводилось в рамках выполняемого в ИСЭМ СО РАН проекта «Разработка модельно-компьютерного комплекса для исследования стратегий развития ТЭК страны и регионов во взаимосвязи с экономикой», разрабатываемого при поддержке Президиума СО РАН.

Федеральным округам на долгосрочную перспективу (25-30 лет) может использоваться в *двух режимах*:

– для выработки различных сценариев развития энергетики ФО России на долгосрочную перспективу;

– для оценки долгосрочных последствий, принимаемых решений, в процессе реализации Энергетической стратегии России.

Модель позволяет учитывать территориально-технологическую структуру производства топливно-энергетических ресурсов, а также включает следующие блоки: энергосбережения, экологический, финансово-экономический и внешней торговли (рис. 4.12).

Рис. 4.12. Структура динамической территориально-производственной модели ТЭК России.

При разработке модели использован принцип агрегирования его объектов и связей в технологическом и территориальном аспектах.

Территориальный аспект модели описывает энергетику России в разрезе *девяти регионов*: *семь Федеральных округов* (ФО), из них два представлены двумя регионами: Уральский ФО – *Уралом и Тюменской областью* (включая Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий АО) и Сибирский ФО – *Западной и Восточной Сибирью*.

Технологический аспект моделируется группами существующих и перспективных энергетических объектов в каждом ФО, объединенных по технологическому признаку и виду используемых (производимых) энергоресурсов.

Для представления в модели рассматриваемых первичных энергоресурсов (нефть, природный газ, уголь, ядерная энергия, гидроэнергия и т.д.) используется принцип последовательного описания основных стадий их преобразования: добыча, производство, переработка, распределение и потребление конечных энергоносителей.

В блоке энергосбережения рассматриваются рациональные уровни энергосбережения по отдельным (выделенным) энергоемким потребителям или их группам.

В *экологическом блоке* модели рассчитываются суммарные и удельные выбросы парниковых газов в каждом регионе и экономически обоснованные масштабы внедрения технологий по их снижению при учете ограничений на выбросы.

Блок внешней торговли описывает условия возможного экспорта энергоресурсов из региона. В общем случае эффективность и масштабы экспорта энергоресурсов будут зависеть от экспортных цен, объемов добычи (производства) и внутреннего потребления энергоресурсов (с учетом их межрегионального перераспределения, энергосбережения и замещения другими видами энергоносителей), состояния действующей внутренней и экспортной транспортной сети и предпосылок для сооружения новой, затрат на добычу и транспорт энергоресурсов.

В *финансово-экономическом блоке* модели по конкретному региону приводятся: замыкающие (предельные) цены по каждому энергоносителю; требуемые капитальные вложения на поддержание и развитие энергетических объектов по отраслям ТЭК.

Математическое описание модели. В общем случае баланс производства и потребления энергоносителя *e* в регионе *r* в году *t* имеет следующий вид:

$$\sum_{p \in P_r} a^t_{epr} \times X^t_{pr} + \sum_{r'} Y^t_{er'r} + I^t_{er} = \sum_{r'} b^t_{err'} \times Y^t_{err'} + \sum_{d} D^t_{edr} + Э^t_{er}$$

для всех: $e \in 1,\ldots,E;\ r \in 1,\ldots,r'\ldots,R;\ t \in 1,\ldots,T,$

где X^t_{pr} – производственная мощность энергетического объекта *p* в регионе *r* в году *t*; a^t_{epr} – коэффициент, определяющий выход (расход) энергоносителя *e* на энергетическом объекте *p* в регионе *r* в году *t*; $Y^t_{er'r}$ – искомый объем поступления энергоносителя *e* из региона *r'* в регион *r* в году *t*; I^t_{er} – импорт энергоносителя *e* в регион *r* в году *t*; $Y^t_{err'}$ – возможные поставки энергоносителя *e* из региона *r* в регион *r'* в году *t* (с учетом потерь при транспорте $b^t_{err'}$); D^t_{edr} – потребление конечного энергоносителя *e* по категориям потребителей *d* в регионе *r* в году *t*; $Э^t_{er}$ – экспорт энергоносителя *e* из региона *r* в году *t*.

Все мощности энергетических объектов *p* делятся на действующие $(RX^t_{p,r})_{t=0}$ (на начало рассматриваемого периода) и вновь создаваемые в течение расчетного периода.

Для действующих мощностей задается динамика их выбытия по этапам расчетного периода. При этом

$$RX^{t+1}_{pr} \le k^t_{pr} \times RX^t_{pr},$$

где k^t_{pr} – коэффициент выбытия производственных мощностей на объекте *p* в регионе *r* в году *t*.

Для каждого энергетического объекта *p* (действующего и вновь сооружаемого) предусматривается возможность создания производственных мощностей. При этом вводимые мощности объектов на каждом временном этапе могут быть ограничены и должны выбывать по мере окончания нормативного срока их службы.

Для всех энергоносителей *e* размер их конечного использования у потребителей *d* в регионе *r* в году *t* принимается как фиксированная величина D^t_{edr}.

Определение рациональных уровней энергосбережения по отдельным группам потребителей *d* осуществляется путем введения для этих потребителей энергосберегающих технологий s_d, обеспечивающих экономию топлива и энергии $S^t_{es_d r}$ при соответствующих дополнительных затратах $z^t_{es_d r}$. Для конечного потребителя *d* (или группы потребителей) уравнение, описывающее энергосбережение имеет следующий вид:

$$D^t_{edr} = \bar{D}^t_{edr} + \sum_{s_d \in d} S^t_{es_d r},$$

где $\bar{D}^t_{edr}$ – количество энергоносителя *e,* необходимого конечному потребителю *d* в случае использования энергосберегающих технологий s_d в регионе *r* на этапе *t*; $S^t_{es_d r}$

– количество сэкономленного энергоносителя *e* на объекте *d* за счет энергосберегающей технологии s_d в регионе *r* в году *t*.

В каждом регионе *r* по каждому загрязнителю *c* в году *t* записываются следующие уравнения:

$$\sum_r \sum_e \Big(\sum_p \lambda^t_{cep} \times X^t_{epr} + \sum_{r'} \lambda^t_{cerr'} \times Y^t_{err'} + \sum_d \lambda_{ced} \times \bar{D}^t_{edr} - \sum_{a,p} \beta^t_{caep} \times A^t_{aepr}\Big) \le \sum_r \max V^t_{cr}$$

для всех $c=1,...,C;\ t=1,...,T.$,

где λ_c – удельные выбросы вредных веществ *c* в атмосферу всеми рассмотренными энергетическими объектами *p*, видами транспорта (*r, r'*) и конечными потребителями *d*; $A^t_{aepr} = \omega^t_{ar} \times X^t_{epr}$ (при этом ω^t_{ar} – коэффициент, задающий долю мощностей энергетического объекта *p*, которые могут быть оборудованы технологиями по снижению вредных выбросов *a* в регионе *r* в период *t*); β_{caep} – коэффициент, задающий снижение вредных выбросов *c* в атмосферу, от энергоносителя *e* при оборудовании объекта *p* технологией *a*; $\max V^t_{cr}$ – максимально допустимый объем вредных выбросов *c* в регионе *r* в году *t*.

В качестве основного *критерия оптимизации* в модели рассматривается *минимум суммарных дисконтированных затрат* (на добычу, переработку (преобразование), транспорт, снижение вредных выбросов и энергосбережение энергоносителей) за весь расчетный период при максимуме выручки от экспорта энергоносителей.

Функционал модели в этом случае представляет собой сумму всех затрат (по всем регионам и временным этапам), дисконтируемых к началу расчетного периода:

$$\sum_t \Big(\sum_r \Big(\sum_{e,p} c^t_{epr} \times X^t_{pr} + \sum_{e,r'} c^t_{er'r} \times Y^t_{er'r} + \sum_{e,r'} c^t_{err'} \times Y^t_{err'} + \sum_{e,s_d} z^t_{es_d r} \times S^t_{es_d r} + \sum_e v^t_{er} \times I^t_{er} + \sum_{e,a,p} \eta^t_{eapr} \times A^t_{eapr} - \sum_e q^t_{er} \times \Im^t_{er}\Big) \times Dis^t\Big) \to \min,$$

где $c^t_{epr}, c^t_{er'r}, c^t_{err'}, z^t_{es_d r}$ – цены самофинансирования, связанные с производством (преобразованием), транспортом и энергосбережением энергоносителя *e* в регионе *r* в году *t*; v^t_{er} – прогнозируемые цены на импортируемый энергоноситель *e* в регион *r* в году *t*; q^t_{er} – прогнозируемые цены (франко-граница) на экспортируемый энергоноситель *e* из региона *r* в году *t*; η^t_{ceapr} – затраты, связанные с внедрением и эксплуатацией технологий *a* по снижению вредных выбросов *c* на энергетических объектах *p* в регионе *r* в году *t*; $\Im^t_{er}$ – объем экспорта энергоносителя *e* из региона *r* в году *t*.

При этом цены самофинансирования c^t_{epr} определяются с учетом следующих, задаваемых в модели показателей:

$$c^t_{epr} = \varphi(\bar{c}^t_{pr}, \tilde{c}^t_{epr}, ам^t_{pr}, \gamma),$$

где $\bar{c}^t_{pr}$ – удельные постоянные (эксплуатационные) затраты, связанные с поддержанием единицы мощности энергетического объекта *p* в регионе *r* в году *t*;

$\tilde{c}^{t}_{epr}$ – удельные переменные (эксплуатационные) затраты, связанные с производством энергетическим объектом p энергоносителя e в регионе r в году t; $ам^{t}_{pr}$ – доля амортизационных отчислений энергетическим объектом p в регионе r в году t (зависит от стоимости основных фондов K_{pr} и принятых нормативных сроков L_{pr} эксплуатации объекта); γ – среднегодовой доход на вложенный капитал (с учетом налогов и рисков), создаваемый за счет прибыли, %.

Такой состав показателей, принимаемый для определения цен самофинансирования, позволяет учесть:

– финансово-экономическую эффективность (самоокупаемость) рассматриваемых энергетических объектов при их инвестировании за счет акционерного капитала;

– зависимость себестоимости энергоносителя e от загруженности мощностей на энергетическом объекте p в году t. Чем меньше загружена мощность объекта, тем выше себестоимость единицы продукции (поскольку $\bar{c}^{t}_{pr}$ остается постоянной).

Предлагаемая модель позволяет (по стране и рассмотренным регионам) оценить (рис. 4.13):

– балансы первичных энергоресурсов, электроэнергии и централизованного тепла;

– перспективную технологическую и производственную структуру отраслей ТЭК в зависимости от сценариев демонтажа действующего оборудования в отраслях ТЭК;

– масштабы и темпы внедрения новых технологий в отраслях;

– масштабы и сферы влияния крупных топливно-энергетических баз;

– межрегиональные поставки топлива и энергии в зависимости от сценариев развития экономики регионов (уровней энергопотребления в регионах), масштабов развития местных топливных баз, затрат на добычу, производство и транспорт энергоносителей и т.д.

– эффективность и масштабы внешней торговли энергоносителями;

– эмиссию парниковых газов и других вредных выбросов и набор мероприятий по их сокращению;

– требуемые инвестиции на развитие энергетики регионов.

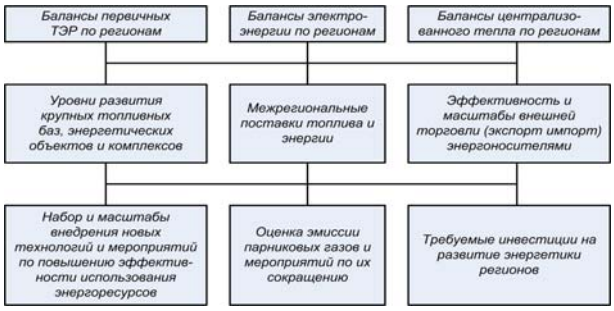


Рис. 4.13. Результаты оптимизации модели ТЭК России.

Методический подход к принятию решений в условиях неопределенности с использованием модели ТЭК. При решении задач, связанных с развитием систем энергетики, необходимо рассматривать достаточно длительный период времени, причем главным образом для того, чтобы правильно оценить последствия тех сегодняшних решений, которые принимаются для развития системы на ближайшую перспективу [62, 77–80].

По-видимому, было бы неправильно выбирать однозначный вариант развития энергетической системы на перспективу 20–25 лет, понимая, что по истечении определенного времени наверняка изменяться условия, для которых этот вариант разрабатывался.

В этих условиях целесообразно принимать окончательное решение в отношении только тех объектов (мероприятий), которые уже не терпят отлагательства. Эти решения касаются обычно ближайшего периода времени, который можно назвать «плановым» (рис. 4.14). Остальная часть расчетного периода (период «последействия») рассматривается для учета последствий принимаемых решений в «плановом» периоде.

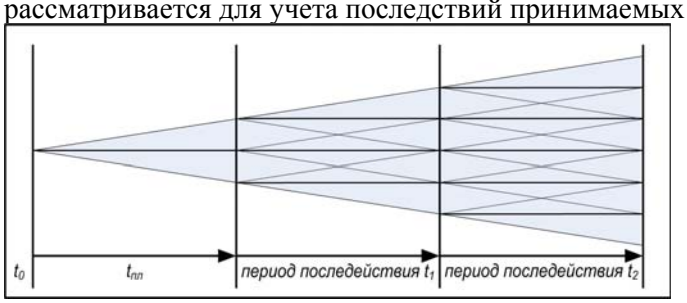


Рис. 4.14. Последовательность принятия решений в условиях неопределенности.

На рис. 4.14 схематично изображены эти периоды. Для «планового» периода ($t_{пл}$) показаны три возможные альтернативы развития системы, из которых необходимо выбрать одну для последующей реализации. В период последействия возможные траектории развития системы дополнительно разветвляются (t_1, t_2).

При такой постановке встает вопрос о способе формирования вариантов развития системы для периода последействия, характеризующегося большой неопределенностью. Очевидно, что эти варианты должны соответствовать, во-первых, принимаемым решениям в «плановом» периоде и, во-вторых, возможным условиям развития системы в период последействия. Поскольку однозначно предугадать эти условия и наметить соответствующие им варианты развития системы в периоде последействия невозможно, ниже предлагается один из возможных упрощенных способов принятия решений в условиях неопределенности с использованием адаптивной модели [78].

Суть его состоит в следующем (рис. 4.15):

1. На первом шаге отбирается конечное число возможных условий развития системы (C_J) (как правило, крайних и средних) для всего расчетного периода;

2. На втором шаге для каждого заданного условия проводятся детерминированные оптимизационные расчеты с определением оптимального решения (стратегии) и значения целевой функции для него за весь период.

3. На следующем шаге полученные оптимальные решения (стратегии) фиксируются и затем для каждого из них делаются дополнительные оптимизационные расчеты при всех других рассмотренных условиях развития системы в период последействия.

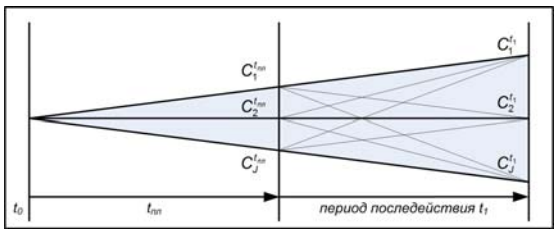


Рис. 4.15. Упрощенный способ принятия решений в условиях неопределенности.

Трудность вычисления при этом целевой функции ($З_{ij}$) состоит в том, что наряду с собственными затратами ($З_i$), соответствующими условиям развития системы i, при которых полученное решение является оптимальным, она включает дополнительные затраты ($\Delta З_{ij}$), возникающие в случае реализации других условий j.

Проведение таких расчетов позволяет построить платежную матрицу затрат $\|З_{ij}\|$ на развитие и адаптацию системы, где $З_{ij}$ – значение целевой функции при *i-й* стратегии в *j-х* возможных условиях развития системы определяется следующим образом:

$$З_{ij} = З_i + \Delta З_{ij}$$

Общий вид платежной матрицы в этом случае показан на рис. 4.16.

		Условия развития			
		C_1	C_2	…	C_J
Стратегии развития	X_1	$З_1$	$З_{12} = З_1 \pm \Delta З_{12}$	…	$З_{1J} = З_1 \pm \Delta З_{1J}$
	X_2	$З_{21} = З_2 \pm \Delta З_{21}$	$З_2$	…	$З_{2J} = З_2 \pm \Delta З_{2J}$
	…	…	…	…	…
	X_J	$З_{J1} = З_J \pm \Delta З_{J1}$	$З_{J2} = З_J \pm \Delta З_{J2}$	…	$З_J$

Рис. 4.16. Платежная матрица на развитие и адаптацию системы.

4. На последнем шаге, на основании платежной матрицы с применением критериев теории игр [81] производится выбор рациональных стратегий развития системы в «плановом» периоде.

Изменение условий развития системы в период «последействия» потребует либо проведения дополнительных («подстроечных»), а, следовательно, более дорогих мероприятий по развитию производственных мощностей, либо учета ущерба у потребителей от недопоставок топлива или энергии.

Отсюда следует, что определение избыточного состава «подстроечных» мероприятий и выбор наиболее рациональных из них представляет собой самостоятельный этап принятия решений в условиях неопределенности реализуемый с помощью адаптивной модели.

Построение адаптивной модели представляет собой сложную, но необходимую для прогнозирования в условиях неопределенности задачу по эффективному приспособлению (адаптации) рассматриваемой системы к изменяющимся условиям и определению связанных с этим затрат [62, 78, 79].

Предлагаемая ниже адаптивная модель строится на базе той динамической модели ТЭК, которая описана выше, и целиком включает все ее уравнения и переменные. Это обеспечивает правильное описание в адаптивной модели развития основных объектов и связей в течение всего расчетного периода.

Для превращения модели ТЭК в адаптивную модель вводятся новые переменные (Z^t_q), характеризующие возможные «подстроечные» мероприятия.

$$\sum_{p \in P_r} a^t_{epr} \times X^t_{pr} + \sum_{q \in Q_r} b^t_{eqr} \times Z^t_{qr} = \sum_d \tilde{D}^t_{edr}$$

для всех: $e \in 1,\ldots,E;\ r \in 1,\ldots,R;\ t \in 1,\ldots,T,$

где X^t_{pr} – производственная мощность энергетического объекта p в регионе r в году t; a^t_{epr} – коэффициент, определяющий выход (расход) энергоносителя e на энергетическом объекте p в регионе r в году t; Z^t_{qr} – производственная мощность «подстроечного» мероприятия q в регионе r в году t; d^t_{eqr} – коэффициент, определяющий выход (расход) энергоносителя e на «подстроечном» объекте q в регионе r в году t; $\tilde{D}^t_{edr}$ – возможное потребление конечного энергоносителя e по категориям потребителей d в регионе r в году t.

Для каждого «подстроечного» мероприятия в модели описываются производственные (технологические), экономические и экологические показатели на разных этапах расчетного периода.

В качестве второго важного дополнения при построении адаптивной модели можно отметить, что в ней фиксируется развитие тех объектов (в виде ограничений на переменные), решение по которым в рассматриваемой стратегии должно быть принято (из-за сроков их реализации) и не может быть изменено (или изменено незначительно) при других условиях развития системы.

Эти ограничения на переменные модели имеют либо форму равенства $(X^t_{\hat{p}r} = N^t_{\hat{p}r})$, либо двухсторонних ограничений $(\underline{N}^t_{\hat{p}r} \le X^t_{\hat{p}r} \le \overline{N}^t_{\hat{p}r})$, где $N^t_{\hat{p}r}$ – фиксированная мощность энергетического объекта $\hat{p}$ в регионе *r* в году *t*.

Рассмотренная модификация адаптивной модели позволяет найти наиболее рациональные пути приспособления каждой стратегии к возможным условиям развития и связанные с этим затраты на развитие и адаптацию системы. Выполнение расчетов для всех первоначально намеченных стратегий позволяет получить платежную матрицу (или матрицу экономических ущербов), из которой с помощью критериев принятия решения в условиях неопределенности можно выбрать состав наиболее предпочтительных стратегий [62, 79].

Таким образом, оптимизация адаптивной модели ТЭК позволяет:

– выявить лучшую стратегию развития системы в «плановом»[2] периоде – в виде перечня основных энергетических объектов и мероприятий;

– определить рациональный состав дополнительных мероприятий, необходимых для «подстройки» этой стратегии к возможным условиям развития ТЭК в период «последействия», и связанные с этим затраты.

Информационно-вычислительная система для оптимизации ТЭК. Для проведения расчетов на динамической модели ТЭК, имеющей сравнительно большую размерность (количество уравнений – 9 600, количество переменных – 12 700, ненулевых элементов в матрице – 43 000), потребовалась разработка *специальной информационно-вычислительной системы* (ИВС), позволяющей ускорить процесс проведения расчетов и облегчить анализ полученных результатов [76].

ИВС позволяет оперативно работать с входными таблицами, корректировать модель на основе информации, хранящейся в этих таблицах, выводить результаты решений в виде различных, сконструированных самим пользователем выходных таблиц и графиков.

4.3.3. Некоторые результаты исследований развития территориально-производственной структуры ТЭК страны и регионов

С помощью разработанных моделей продолжалось исследование проблемных вопросов в развитии энергетики страны и регионов. Так, динамическая модель для оптимизации ТЭК страны и регионов и ее модификация адаптивной модели неоднократно использовались при обосновании перспектив развития топливно-энергетического комплекса страны, Сибири, Дальнего Востока, а также отдельных отраслей, при разработке региональных энергетических программ субъектов РФ на территории восточных регионов страны.

С их помощью выполнено исследование влияния экономических, структурно-технологических, ценовых, экологических и других факторов на развитие ТЭК России в период до 2030 г. и на перспективу до 2050 г. [например, 91–97]. В частности:

[2] Период, для которого должно быть принято окончательное решение о необходимости сооружения энергетических объектов.

1. Прогнозируется, что при благоприятных условиях развития экономики России[3], наиболее емким внутренним рынком по потреблению энергоресурсов в стране на протяжении всего рассматриваемого периода остается европейская часть страны.

В 2005 г. на этот регион приходилось 80 % перерабатываемой нефти в стране и 83 % потребляемого газа. По прогнозам к 2050 г. на европейскую часть может приходиться около 66 % перерабатываемой нефти и примерно столько же потребляемого моторного топлива в стране, 67 – природного газа и более 50 % угля.

Главной нефтяной базой страны в рассматриваемый период по-прежнему будет Сибирь (табл. 4.8). По прогнозам объемы добычи нефти в регионе могут увеличиться к 2030 г. до 380 млн т, а затем начнут постепенно снижаться. В Восточной Сибири этот показатель может увеличиться до 40 млн т к 2020 г. и до 60 млн т к 2030 г. и затем стабилизироваться на этом уровне до конца периода.

Таблица 4.8. **Прогноз производства первичных энергоресурсов в Сибири**

Показатель	2005	Прогноз	
		2030	2050
Производство, всего, млн т у.т.	1350	1560–1715	1700–1840
В том числе:			
Нефть и газовый конденсат, всего, млн т	334	335–385	330–340
Западная Сибирь	*334*	*290–325*	*275–280*
Восточная Сибирь	*0,2*	*45–60*	*55–60*
Природный газ, всего, млрд м^3	590	665–700	650–695
Западная Сибирь	*586*	*620–635*	*580–620*
Восточная Сибирь	*4*	*45–65*	*70–75*
Уголь, млн т	241	410–460	640–730
кузнецкий	*167,5*	*220–250*	*270–300*
канско-ачинский	36,5	110–120	300–350
Гидроэнергия, ТВт·ч	95	130–150	190–225
Атомная энергия, ТВт·ч	1,5	15	15
Нетрадиционные источники энергии, млн т у.т.	1,5	10–15	20–30

Значительный вклад в увеличение добычи нефти в стране могут внести месторождения Дальнего Востока – к 2020–2050 гг. до 40–45 млн т. Примерно 30 % (около 15 млн т) добываемой нефти на Дальнем Востоке в этот период предполагается экспортировать в страны СВА.

2. К 2050 г., несмотря на абсолютный рост потребления газа в европейской части России, доля этого региона в потреблении газа в стране будет постепенно сокращаться, что отразится в первую очередь на топливоснабжении электростанций (замыкающих потребителях газа). При этом расход угля на электростанциях региона может увеличиться (по сравнению с 2005 г.) к 2030 г. в 4–5 раз, а к 2050 г. в 8–10 раз. Существенный рост потребления угля потребует увеличения его поставок из Сибири.

Вторым по емкости потребления газа в стране будет сибирский рынок. К концу рассматриваемого периода потребление газа в Сибири может возрасти (по сравнению с 2005 г.) в 3 раза (с 70 до 200–210 млрд м^3), а доля региона в общем потреблении газа в стране увеличиться с 16 до 30 %.

Несмотря на прогнозируемое (почти шестикратное) увеличение за рассматриваемый период потребления газа на Дальнем Востоке (с 4 млрд м^3 в 2005 г. до 23 млрд м^3

[3] Среднегодовой темп роста ВВП – 6-7% в 2005–2030 гг. и 3-5% в 2030–2050 г.г

к 2050 г.), его доля в суммарном потреблении российского газа в стране возрастет незначительно: с 1 до 3 %.

Приоритетными регионами добычи газа в стране в рассматриваемой перспективе станут п-ов Ямал и акватория Карского моря, север и юг европейской части России, новые нефтегазовые провинции Восточной Сибири и Дальнего Востока.

По прогнозам, максимальная добыча газа в Западной Сибири может быть достигнута к 2030 г. и составит 620–640 млрд $м^3$, после чего ожидается ее снижение. При благоприятных условиях добыча газа в Восточной Сибири может увеличиться до 65 млрд $м^3$ к 2030 г. и до 75 млрд $м^3$ к 2050 г., из которых 40–45 млрд $м^3$ прогнозируется экспортировать.

В Европейской части России добыча газа к 2030 г. может увеличиться в 3 раза (до 150 млрд $м^3$) и поддерживаться на этом уровне до 2050 г.

Добыча газа на Дальнем Востоке может возрасти до 55 млрд $м^3$ к 2030 г. и до 85 млрд $м^3$ к 2050 г., при этом примерно 70 % (40–60 млрд $м^3$) добываемого газа в регионе предполагается экспортировать в страны СВА.

3. В отличие от газового угольный рынок России в рассматриваемой перспективе будет развиваться более динамично и прежде всего в Европейской части России.

В целом, потребление угля в европейской части России за рассматриваемый период может возрасти почти в 4 раза, или составит к 2050 г. более половины потребляемого угля в стране.

Существенный рост потребления угля в европейской части России повлияет на увеличение его поставок из Сибири, которые за рассматриваемый период могут возрасти в 5–6 раз (с 45 млн т у.т. в 2005 г. до 230–260 млн т у.т. к 2050 г.)

При этом прогнозируется, что потребление угля в Сибири может увеличиться по сравнению с 2005 г. в 2 раза к 2030 г. и примерно в 3 раза к 2050 г.

В настоящее время на Сибирь приходится 78 % добываемого угля в стране. К 2030 г. эта доля может возрасти до 81 %, а к концу периода до 88 %. Наращивание добычи угля в Сибири будет определяться в основном развитием Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов, а также дальнейшим освоением перспективных месторождений в Иркутской области, Республике Бурятия.

Добыча угля в Кузнецком бассейне может увеличиться до 250 млн т к 2030 г. и до 300 млн т к 2050 г., в Канско-Ачинском бассейне соответственно до 120 и 350 млн т.

Прогнозируемое на Дальнем Востоке развитие газовой промышленности, гидро- и атомной энергетики тем не менее не позволяет избежать увеличения потребления угля в этом регионе.

4. В рассматриваемый период основным поставщиком энергоресурсов на внутренний рынок страны и на экспорт остается Сибирь (табл. 4.9).

В 2005 г. 84 % (250 млн т) вывозимой нефти из Сибири экспортировалось в Европу и только 5 % (16 млн т) в Азию. К 2050 г. объем экспортируемой сибирской нефти в Европу может сократиться до 90 млн т, а в Азию – до 55 млн т.

По прогнозам, вывоз сибирского газа на внутренний рынок Европейской части страны может увеличиться на 8–10 % к 2020 г. и затем удерживаться на этом уровне (330–340 млрд $м^3$) в рассматриваемой перспективе.

В то же время экспорт газа из Сибири в западном направлении может сократиться более чем в 2 раза (с 208 млрд $м^3$ в 2005 г. до 75–100 млрд $м^3$ к 2050 г.), но увеличиться до 40–45 млрд $м^3$ в 2030–2050 гг. в восточном направлении.

Вывоз угля из Сибири за рассматриваемый период (в условном топливе) может возрасти более чем в 3 раза и к 2050 г. составить 265–300 млн т у.т. Из общего количества вывозимого угля из Сибири в 2050 г. на внутренний рынок Европейской части страны будет приходиться 75 %, на экспорт в Европу – 14–15 %.

Таблица 4.9. **Вывоз ТЭР из Сибири**

Показатель	2005 г.	Прогноз	
		2030 г.	2050 г.
Вывоз, всего, млн т у.т.	1120	1180–1260	1140–1220
В том числе:			
нефть и газовый конденсат, млн т	300	290–325	250–260
природный газ, млрд $м^3$	519	540–550	455–485
уголь, млн т у.т	95	150–170	265–300

5. В рассматриваемой перспективе энергетический рынок Европы (западное направление) останется доминирующим для России. В то же время наличие экономически эффективных ресурсов в Азиатской части России и растущий спрос на них в странах СВА делают актуальным восточное направление экспорта энергоресурсов из России.

4.4. Прогнозирование и исследование развития региональных ТЭК

4.4.1. История развития исследований региональных ТЭК

В Академии наук СССР имелся целый ряд научных организаций, которые занимались вопросами исследования развития региональных ТЭК. Так, в Сибирском отделении к ним относились: Сибирский энергетический институт (г. Иркутск), Институт экономики и организации промышленного производства (г. Новосибирск), Институт физико-технических проблем Севера (г. Якутск); в Уральском – Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми (г. Сыктывкар), Институт физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра (г. Апатиты); в Дальневосточном – Институт экономических исследований (г. Хабаровск). Позднее были созданы Институт энергетических исследований РАН (г. Москва), Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН (г. Москва), Институт энергетической стратегии Минпромэнерго России (г. Москва), Институт региональной экономики Республики Саха (Якутия). Кроме того, в некоторых научно-исследовательских организациях велись единичные работы по исследованию развития региональных ТЭК [98–99].

В Институте экономики и организации промышленного производства (г. Новосибирск) вопросами исследования региональных ТЭК (Сибири, Новосибирской области, территориально-производственных комплексов: Нижнего Приангарья и др.) занимались: В.В. Кулешов, М.К. Бандман, А.А. Чернышов, В.Н Чурашов, В.В Воробьева, А.А. Кисельников и др. [100–102].

В Институте физико-технических проблем Севера (г. Якутск) исследования развития региональных ТЭК (в основном Республики Саха (Якутия)) проводились под руководством Н.А. Петрова [103]. В Институте экономических исследований (г. Хабаровск) развитие ТЭК Дальнего Востока и его отдельных регионов изучали: П.А. Минакир, В.С. Турецкий, В.Д. Калашников и др. [104, 105].

В Институте социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми (г. Сыктывкар) тему исследования региональных ТЭК развивали: В.Н. Лаженцев, А.А. Калинина, Ю.И. Колобов, А.Ф. Ануфриев, Г.М. Викшерская, В.И. Зоркальцев и др. [106–108].

В Институте физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра (до 2004 г., в настоящее время – Центр физико-технических проблем энергетики Севера) (г. Апатиты) в различные годы над проблемами развития ТЭК регионов трудились: А.А. Папин, В.Р. Елохин, Б.Г. Баранник, Л.Д. Криворуцкий и др. [109, 110].

В Институте энергетических исследований РАН (г. Москва), созданном в 1985 г., вопросы исследования региональных ТЭК, после перехода из Сибирского энергетиче-

ского института (г. Иркутск), продолжали изучать: Л.А. Мелентьев, А.А. Макаров, А.С. Макарова и др. [111–113].

В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (до 1997 г. СЭИ СО РАН) с момента его основания (1960 г.) проводились исследования, связанные с изучением региональных ТЭК. При этом под регионами понимались различные формы организации территориального хозяйства: это и экономические районы, и территориально-производственные комплексы, и отдельные топливные базы.

В ИСЭМ СО РАН (ранее СЭИ СО РАН) наиболее важные результаты в этой области были получены Л.А. Мелентьевым, А.А. Макаровым, А.С. Макаровой, Ю.Н. Руденко, Б.Г. Санеевым, В.Н. Ханаевой, Б.П. Андреевым, Г.П. Добровольским, С.М. Клименко, А.В. Лагеревым, С.М. Баутиным и др. [111–115]. Еще до распада СССР СЭИ СО АН СССР (ИСЭМ СО РАН) участвовал в исследованиях развития ТЭК таких регионов, как Западная и Восточная Сибирь, Дальний Восток, Иркутская область, участвовал в разработке Программы Сибирь (раздел ТЭК), ЗСНГК, ВСНГК, Кузбасса, КАТЭКа и др. [111–115]. Однако в то время исследования по развитию ТЭК и разрабатываемые региональные энергопрограммы были ориентированы на обеспечение народнохозяйственной эффективности, критерием которой являлся минимум приведенных затрат в энерго-, топливоснабжение региона. Этот подход был правомерным в условиях централизованного планирования экономики страны. В настоящее время, в изменившихся условиях хозяйствования, для прогнозирования и исследования региональных ТЭК необходимы другие подходы, разработкой и применением которых занимается наш ИСЭМ СО РАН.

4.4.2. Цели и задачи исследования развития региональных ТЭК

Цель исследований развития региональных ТЭК состоит в определении надежного и эффективного энерго-, топливоснабжения потребителей и выявлении путей и средств (материальных, трудовых и финансовых) для достижения этого.

В настоящее время в процесс обоснования развития ТЭК на различных уровнях, кроме государства, вовлечены и различные субъекты отношений: административные территориальные образования, энергокомпании, потребители, инвесторы и другие, интересы которых зачастую не совпадают, что ведет к необходимости их взаимоувязки и, как правило, к дополнительному учету и обязательному согласованию [116, 117].

Министерством энергетики Российской Федерации с учетом имеющегося опыта Института систем энергетики СО РАН им. Л.А. Мелентьева, Института энергетических исследований РАН, Института микроэкономики Министерства экономического развития и торговли РФ и других организаций, специализирующихся на решении проблем развития ТЭК, была разработана методика формирования региональных энергетических программ [118].

Однако эта методика рассматривает проблему развития энергетики региона с позиций, главным образом, федеральных органов власти.

Вместе с тем остаётся нерешённым ряд объективных проблем, которые не находят отражения при разработке государственной энергетической программы региона. Многие энергетические вопросы должны прорабатываться и решаться на региональном уровне. К ним относятся [119, 70]:

– более полный учет интересов многочисленных субъектов отношений, вовлеченных в сферу реализации решений по развитию региональной энергетики (федеральные и региональные органы власти, электроэнергетические, тепло- и топливоснабжающие компании, потребители топлива и энергии, инвесторы, политические и общественные организации);

– переход на уровень муниципальных образований и конкретных энергетических компаний для рассмотрения конкретных производителей и потребителей топлива и энергии в территориальном разрезе;

– подробное рассмотрение технических и технологических аспектов (конкретного энергопроизводящего и энергопотребляющего оборудования, схем энергоснабжения) с целью улучшения энергоресурсосбережения, обеспечения экологических требований.

Обобщение опыта исследований развития региональных ТЭК нашего института, Института энергетических исследований РАН и ряда проектных институтов и организаций, дало возможность для дальнейшего развития государственной методики формирования региональных энергетических программ [120].

Главной задачей при обосновании рациональной стратегии развития ТЭК региона является выбор критерия оценки.

Ранее, в условиях централизованного планирования, основным критерием оценки была народнохозяйственная эффективность с минимумом приведенных затрат. В условиях рыночной экономики, когда в процесс управления вовлечены многие субъекты отношений, применение только одного критерия было бы неправомерно.

Применение системы критериальных показателей для оценки эффективности стратегий развития региональных ТЭК позволяет устранить этот недостаток.

Система критериальных показателей определяется исходя из основных требований, предъявляемых к региональным ТЭК, к ним относятся:

– надежное, безопасное топливо-, энергоснабжение производственных потребителей и населения по доступным ценам и тарифам;

– вклад производственных отраслей ТЭК в экономический рост региона;

– поддержание и увеличение налоговых поступлений от предприятий ТЭК в бюджетную систему региона;

– минимизация экологического ущерба от функционирования объектов и установок ТЭК.

Таким образом, система критериев, по которым должны оцениваться варианты топливно-энергетического баланса региона включает:

– вклад энергетики в рост ВРП региона по вариантам, изменение сальдо консолидированного бюджета региона;

– бюджетная (налоговая) отдача каждого варианта;

– дисконтированные затраты за период и средние тарифы на электро- и теплоэнергию по вариантам (сценариям);

– коэффициенты полезного использования топлива (электростанций, котельных и конечного потребления);

– стоимостные оценки ТЭБ региона, выполненные по международной системе ЮНИДО (динамика стоимости производства энергоресурсов, а также их ввоза-вывоза, динамика стоимости производства электроэнергии и тепла с учетом потерь, динамика стоимости потребляемого топлива на ТЭС и котельных, динамика стоимости конечного потребления с выделением топливной составляющей);

– нормативы энергетической безопасности по вариантам (доля энергоресурсов, производимых на территории к общему потреблению, доля доминирующего ресурса в балансе КПТ);

– экологические характеристики (интегральные выбросы) по вариантам.

Каждый из этих критериев в отдельности не может дать однозначный ответ на вопрос «Является ли данный вариант развития ТЭК оптимальным для каждого конкретного региона?». Только их комплексное применение способно решить этот вопрос. Кроме того, необходим учет специфических особенностей каждой исследуемой территории.

4.4.3. Схема исследований развития региональных ТЭК

Для оценки стратегий развития региональных ТЭК и выбора из них рациональной, используется схема исследований (рис. 4.17) [120].

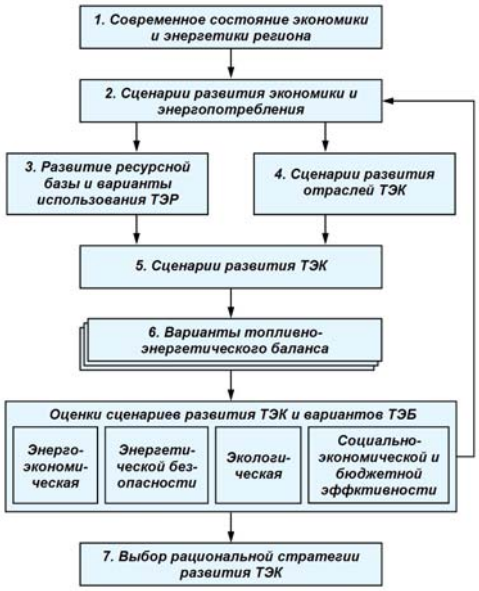


Рис. 4.17. Структурная схема исследований развития региональных ТЭК.

Исследования проводятся в несколько этапов.

На первом этапе анализируется современное состояние экономики и энергетики региона с учетом многочисленных внешних, производственных, финансово-экономических и социальных связей.

На втором этапе исследований на основе полученных в результате анализа данных формируются сценарии развития экономики региона. Применение сценарного подхода, реализующего определенные целевые установки, обусловлено тем, что возросшая неопределенность условий развития экономики и энергетики регионов в более или менее отдалённой перспективе граничит с непредсказуемостью этих условий. Возможное поле будущих условий не только нельзя описать вероятностными категориями, но на нём трудно выделить и зону неопределённости.

Для сформированных сценариев развития экономики региона определяются перспективные уровни энергопотребления, которые базируются на информации о развитии отдельных предприятий и компаний, и делается прогноз цен энергоресурсов на мировых и внутрироссийских рынках.

На третьем этапе оценивается развитие ресурсной базы и просчитываются варианты использования местных (региональных) ТЭР, в результате чего определяются структура и объем ввоза (импорта) энергоресурсов в регион и их вывоза (экспорта) за пределы региона.

На четвертом этапе исследуются пропорции развития отраслей ТЭК региона (электро-, теплоэнергетика, угольная, газовая, нефтяная, нефтеперерабатывающая промышленность) в зависимости от того, какие виды энергетических отраслей имеются на данной территории.

На пятом этапе формируется набор возможных стратегий развития ТЭК региона с учетом информации, полученной на предыдущих этапах.

На шестом этапе разрабатываются топливно-энергетические балансы для каждой стратегии развития ТЭК. Затем стратегии оцениваются с точки зрения энергоэкономической эффективности, энергетической безопасности, экологической эффективности, социально-экономической и бюджетной эффективности.

На седьмом этапе на основе оценки стратегий, по набору различных критериев, осуществляется ранжирование и выбор рационального топливно-энергетического баланса и на его основе формируется рациональная стратегия развития ТЭК.

В целом схема исследований предполагает систематическое проведение многовариантных обосновывающих расчетов, частота которых определяется рядом факторов, основным из них является период обновления информации, существенно меняющей представление о будущих условиях развития.

Таким образом, чтобы выбрать *рациональную стратегию развития ТЭК региона*, необходимо разработать рациональный топливно-энергетический баланс, оцененный с энергоэкономических, экологических позиций, а также с позиций энергетической безопасности региона и с учетом оценки социально-экономической и бюджетной эффективности.

4.4.4. Система моделей для исследования развития региональных ТЭК

Рис. 4.18. Система моделей для исследования развития региональных ТЭК.

В процессе исследований рассматриваются несколько сценариев развития экономики и энергетики страны. Для этого осуществляется настройка моделей ТЭК на базовый сценарий развития экономики страны и проводится серия расчетов на моделях ТЭК России – статической и динамической. Затем дается оценка прогнозных уровней потребности региона в основных энергоносителях. Для этого используется двухэтапный метод прогнозирования спроса на энергоносители исходя из концепции и программы социально-экономического развития данного региона [120, 121].

Исходных базовых сценариев, по отношению к которым определяются последствия изменений в энергетической политике ТЭК страны, может быть несколько, например, с различными темпами развития экономики и т.п. Результатом исследований ТЭК страны является комплекс выходной информации, в который входят следующие группы показателей по федеральным округам и укрупненным районам:

– энергетические балансы основных видов энергоносителей с их межрайонным распределением;

– базовые цены на топливо и энергию;

– технологическая структура энергетики по различным сценариям развития технологий и инвестиционного климата;

– масштабы и сферы влияния топливно-энергетических баз;

– межрайонные потоки ТЭР;

– сравнительная эффективность и масштабы внешней торговли энергоресурсами.

Параллельно с этим осуществляется прогноз цен на топливо и энергию для отдельных месторождений и топливно-энергетических баз региона. Для этого используются модели и методы, в основе которых лежит методика определения цен самофинансирования на топливо и энергию для отдельных энергетических объектов, а затем возможных диапазонов и динамики цен на энергоносители [120, 121].

Далее для каждого сценария социально-экономического развития региона на базе региональной имитационной модели «экономика – энергетика» рассчитывается ряд показателей взаимосогласованной динамики:

– макропоказателей развития экономики региона (численность населения, валовой продукт, доля потребления и накопления, индикаторы жизненного уровня населения и т.п.);

– показателей внутреннего потребления ТЭР и их выдачи за пределы региона;

– показателей добычи и переработки топлива, производства электро-, и теплоэнергии;

– объемов вредных выбросов в атмосферу, которые не удается предотвратить в рассматриваемом сценарии развития экономики и энергетики региона [120].

Цены и полученная на модели взаимосвязи экономики и энергетики выходная информация в виде множества макропоказателей развития энергетического и хозяйст-

венного комплексов региона поступают в «территориально-производственную модель региона» для оптимизации территориально-производственной структуры хозяйства региона и в блоки «производственные модели отраслей и секторов ТЭК» для детального прогнозирования развития отраслей и секторов регионального ТЭК. В результате этих расчетов производится уточнение потребности в территориальном разрезе в энергоресурсах по группам потребителей, различающихся по платежеспособности и по видам потребляемых энергоресурсов. Кроме того, дается также оценка потребности в локальных природных ресурсах, в инвестициях, материальных и трудовых ресурсах [120, 121].

Результаты детализированных прогнозов развития энергетики проходят экономическую оценку в последующих блоках системы моделей. В результате этих расчетов удается выявить лучший для рассматриваемых условий развития ТЭК региона, набор первоочередных проектов в его отраслях.

Полученный вариант развития энергетики и финансово-экономические показатели, связанные с его реализацией и реализацией инвестиционных проектов, передаются в модели развития экономики и энергетики, куда из блока энергопотребления поступает также уточненная информация об удельной энергоемкости основных видов продукции и услуг в регионе, об объемах производства неэнергетической продукции и требуемых капитальных вложениях. На основе этого составляются региональные материальные и финансовые балансы. При необходимости, принятый в начале итеративного процесса сценарий развития экономики корректируется, и процесс итеративных приближений продолжается по описанной схеме.

Обычно за 2–3 большие итерации получают сценарий развития энергетики, наиболее приемлемый для региона, в рамках, рассмотренных в модели ТЭК России внешних условий развития экономики и энергетики страны.

Итогом всего комплекса расчетов являются энергетические балансы региона, набор первоочередных проектов в отраслях ТЭК и оценки вариантов развития ТЭК региона и отдельных его отраслей.

Таким образом, имеющаяся теоретическая и методологическая база комплексных региональных энергетических исследований объективно требует ее творческого, конкретного приложения к специфическим особенностям того или иного региона с учетом условий рыночной экономики.

4.4.5. Программно-вычислительный комплекс для исследования развития региональных ТЭК и формирования топливно-энергетических балансов

При прогнозировании развития ТЭК восточных регионов России и составлении топливно-энергетических балансов используется программно-вычислительный комплекс, в который входит информационно-справочная база данных (рис. 4.19) и система имитационных моделей.

Разработана компьютерная программа, позволяющая ускорить и облегчить процесс вывода, обработки и анализа полученных решений при проведении многовариантных расчетов на модели.

Программная оболочка, выполненная на языке программирования MS Visual Basic, охватывает файлы MS Excel, содержащие информацию о ТЭК этих регионов. Визуализация оболочки позволяет легко обращаться к интересующим данным и перемещаться с помощью интерфейса (рис. 4.20).

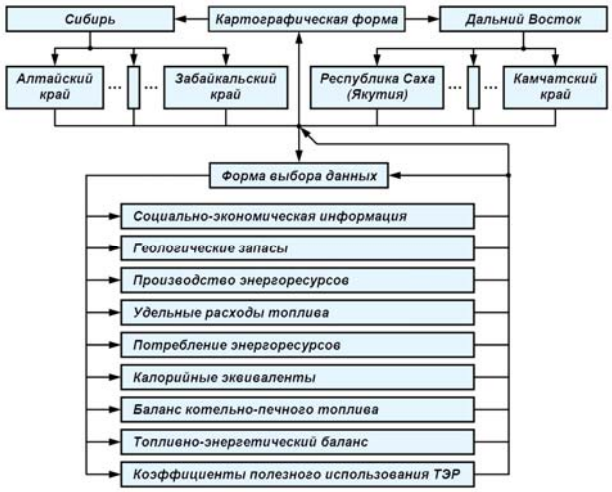
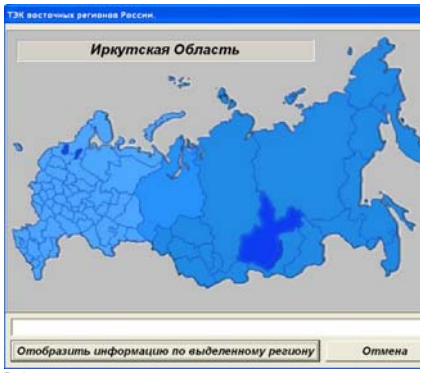


Рис. 4.19. Укрупненная схема данных и зависимостей для прогнозирования развития ТЭК региона.



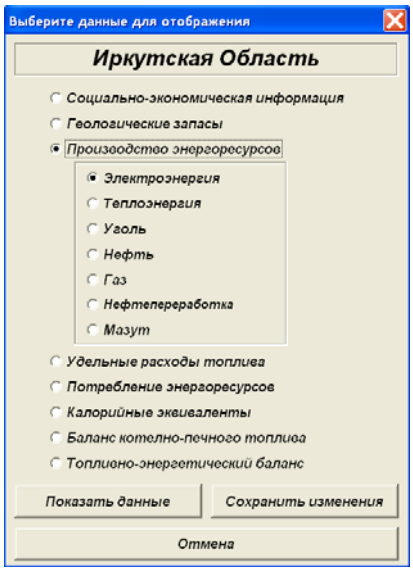
Выбор региона по карте

Иркутская Область				
Другой Регион	Другие Данные			
Производство энергоресурсов	2008	2010	2020	2030
Электроэнергия, млрд. кВт.ч	61,3	64,1	73,4	84,5
ТЭС	16,8	17,7	25,4	35,0
ГЭС	44,5	46,3	48,0	49,5
Тепловая энергия, млн. Гкал	44,1	45,2	53,6	59,9
в т.ч. ТЭС	28,3	28,0	31,2	35,0
котельные	8,5	10,0	13,6	15,5
электробойлерные	1,3	1,2	0,9	0,7
ТУУ и прочие	6,0	6,0	7,9	8,7
Уголь, млн.т	13,5	13,6	14,8	18,0
Нефть, млн.т	0,5	6,2	11,0	9,1
Газ, млрд.м3	0,2	0,2	17,0	20,7
Нефтепереработка, млн. т.	9,5	9,6	11,2	13,0
Мазут, млн.т	2,0	2,0	2,1	2,3

Прогноз производства энергоресурсов в регионе

Иркутская Область				
Другой Регион	Другие Данные			
Баланс котельно-печного топлива	2008	2010	2020	2030
Ресурсы КПТ	13,67	13,67	33,47	39,78
в т.ч.: газ	0,23	0,23	19,55	23,81
мазут	2,70	2,70	2,84	3,21
уголь	7,68	7,74	8,42	10,24
прочие	3,06	3,01	2,66	2,53
Ввоз КПТ	2,80	3,42	3,70	4,15
в т.ч.: газ				
мазут				
уголь	2,80	3,42	3,70	4,15
прочие				
Распределение КПТ	13,38	13,94	18,93	24,88
в т.ч. Уголь	9,53	10,01	9,47	11,41
Газ	0,01	0,20	6,60	10,80
Мазут	0,79	0,72	0,19	0,14
Прочие виды топлива	3,06	3,01	2,66	2,53
а) Тепловые электростанции	9,56	9,94	12,57	15,58
в т.ч. Уголь	8,21	8,55	7,87	10,06
Газ			3,20	4,00
Мазут	0,04	0,04	0,04	0,04
Прочие виды топлива	1,31	1,35	1,46	1,48
б) Котельные	1,53	1,79	2,35	2,56
в т.ч. Уголь	0,91	1,16	1,35	1,06
Газ	0,01	0,05	0,70	1,20
Мазут	0,24	0,23	0,00	0,00
Прочие виды топлива	0,37	0,35	0,30	0,30
в) Непосредственное потребление	2,29	2,21	4,01	6,75
в т.ч. Уголь	0,40	0,30	0,26	0,30
Газ	0,00	0,15	2,70	5,60
Мазут	0,50	0,45	0,15	0,10
Прочие виды топлива	1,38	1,31	0,90	0,75
Вывоз КПТ	3,09	3,16	18,24	19,05
в т.ч.: газ	0,22	0,03	12,95	13,01
мазут	1,91	1,98	2,64	3,06
уголь	0,96	1,15	2,65	2,98

Прогноз баланса КПТ региона



Выбор данных для отображения

Рис. 4.20. Интерфейс информационно-справочной системы для прогнозирования развития ТЭК региона (на примере Иркутской области).

Имитационная модель разработки топливно-энергетического баланса региона предназначена для определения рационального варианта топливо- и энергоснабжения основных потребителей путем увязки производства (добычи) топливно-энергетических ресурсов и потребности по каждому их виду.

Модель выполняется по международным формам Евростата (OECD) в переводных условных единицах (либо в единицах условного топлива, либо в нефтяном эквиваленте). В дальнейшем предполагается, что эти формы будут внедрены в государственную статистику России.

Модель позволяет оценить эффективность использования топливно-энергетических ресурсов в экономике региона и сравнить соответствующие показатели топливно-энергетического баланса с аналогичными в других регионах или странах.

Для разработки модели топливно-энергетического баланса региона используется информация моделей более высокого иерархического уровня (модель ТЭК России, модели развития экономики и энергопотребления региона), моделей развития энергетики региона (производственные модели отраслей ТЭК, модель балансов котельно-печного топлива), а также модели внешних связей региона.

Входной информацией для модели топливно-энергетического баланса служат следующие данные:

– производство электроэнергии с выделением электрогенерирующих источников (ТЭС, ГЭС, АЭС ВЭС и др.);

– отпуск тепловой энергии с выделением теплогенерирующих источников (ТЭЦ, котельные и др.);

– удельные расходы энергоресурсов на производство электроэнергии и тепла для каждого типа энергоисточника;

– добыча угля;

– добыча природного газа;

– добыча нефти;

– производство нефтепродуктов;

– объемы конечного потребления топливно-энергетических ресурсов;

– объемы экспорта и импорта топливно-энергетических ресурсов.

Балансы в системе OECD выполняются в табличной форме. В столбцах приведены все виды ТЭР (твердое топливо, нефть и нефтепродукты, газ, ядерная энергия, гидроэнергия и энергия других природных источников, электроэнергия, тепловая энергия). В строках определяется:

– собственное производство перечисленных выше топливно-энергетических ресурсов (ТЭР);

– ввоз (импорт) ТЭР в страну или регион;

– вывоз (экспорт) ТЭР из страны или региона;

– изменение запасов;

– трансформация и энергетический сектор: выработка электроэнергии на ГЭС, АЭС, – ТЭС; производство тепла на ТЭС; производство тепла в котельных и на прочих установках; переработка угля; нефтепереработка; газопереработка; собственные нужды и потери при распределении;

– конечное потребление по отраслям: промышленность; строительство и стройматериалы; транспорт; сельское хозяйство; коммунальные, общественные нужды и население; прочие отрасли.

В табл. 4.10 представлена укрупненная форма топливно-энергетического баланса в системе OECD, где в ячейки со знаком плюс заносится производство и ввоз энергоресурсов, со знаком минус – потребление и вывоз энергоресурсов.

Таблица 4.10. **Топливно-энергетический баланс, млн т у.т., млн т н.э.**

Статья баланса	Уголь	Дрова и прочие виды топлива	Нефть и нефтепродукты	Природный газ и продукты переработки	ВИЭ (ГЭС, ВЭС, АЭС и др.)	Электроэнергия	Теплоэнергия	ТЭР всего
	a	*b*	*c*	*d*	*e*	*f*	*j*	*h*
Производство энергоресурсов	+	+	+	+	+			∑(*a-j*)
Ввоз (импорт)	+	+	+	+		+		∑(*a-j*)
Вывоз (экспорт)	-	-	-	-		-		∑(*a-j*)
Изменение запасов	+ (-)	+ (-)	+ (-)	+ (-)	+ (-)			∑(*a-j*)
Всего первичных энергоресурсов	*∑(1-4)*	*∑(1-4)*	*∑(1-4)*	*∑(1-4)*	*∑(1-4)*	*∑(1-4)*		*∑(1-4)*
Преобразованная (трансформированная) энергия	*-∑(7-13)*	*-∑(7-13)*	*-∑(7-13)*	*-∑(7-13)*	*-∑(7-13)*	*∑(7-13)*	*∑(7-13)*	*-∑(a-j)*
Производство электро-, теплоэнергии на ТЭС	-	-	-	-		+	+	-∑(*a-j*)
Производство электроэнергии на ВИЭ					-	+		-∑(*a-j*)
Производство теплоэнергии на котельных	-	-	-	-			+	-∑(*a-j*)
Нефтепереработка			-					-∑(*a-j*)
Газопереработка				-				-∑(*a-j*)
Углепереработка	-							-∑(*a-j*)
Собственные нужды и потери	-	-	-	-		-	-	-∑(*a-j*)
Конечное потребление (по видам экономической деятельности)	*-∑(15-22)*	*-∑(15-22)*	*-∑(15-22)*	*-∑(15-22)*		*-∑(15-22)*	*-∑(15-22)*	*-∑(a-j)*
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	-	-	-	-		-	-	-∑(*a-j*)
Добыча полезных ископаемых	-	-	-	-		-	-	-∑(*a-j*)
Обрабатывающие производства	-	-	-	-		-	-	-∑(*a-j*)
Строительство	-	-	-	-		-	-	-∑(*a-j*)
Транспорт и связь	-	-	-	-		-	-	-∑(*a-j*)
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	-	-	-	-		-	-	-∑(*a-j*)
Торговля и ремонт	-	-	-	-		-	-	-∑(*a-j*)
Прочие непроизводственные виды деятельности (здравоохранение, образование, финансовая деятельность и др.)	-	-	-	-		-	-	-∑(*a-j*)

4.4.6. Оценка эффективности стратегий развития ТЭК

Сценарии развития ТЭК оцениваются с позиций энергоэкономической эффективности, энергетической и экологической безопасности, социально-экономической и бюджетной эффективности.

Энерго-экономическая эффективность оценивается по нескольким показателям: удельные расходы топлива на ТЭС и котельных, коэффициенты полезного использова-

ния энергетических ресурсов, стоимостная оценка топливно-энергетического баланса, тарифы на электрическую и тепловую энергию.

Эффективность использования ТЭР на электро- и теплогенерирующих источниках – $КПИ_{ТЭР}$ (коэффициент полезного использования топливно-энергетических ресурсов) электростанций и котельных определяется отношением производства электро- и теплоэнергии на этих энергообъектах к суммарному потреблению энергоресурсов, необходимых для данного производства.

Эффективность использования ТЭР в регионе – $КПИ_{ТЭР}$ конечного потребления определяется как отношение суммы конечного потребления энергоресурсов к суммарному производству первичных энергоресурсов.

$КПИ_{ТЭР}$ позволяют полностью оценить использование всех видов энергоресурсов на энергетических объектах и в хозяйственном комплексе региона. С помощью этих коэффициентов можно определить место, занимаемое каким-либо регионом относительно других субъектов РФ, а также России в целом.

Кроме того, сравнение удельных расходов топлива на ТЭС и котельных для разных вариантов (сценариев) развития ТЭК региона, рассчитанных на исследуемую перспективу, позволяют найти наиболее приемлемый вариант с точки зрения рационального использования котельно-печного топлива.

Стоимостная оценка топливно-энергетического баланса выполняется наложением цен производителей и потребителей, а также экспортных цен на соответствующие статьи баланса и позволяет обнаружить перекосы, связанные с необоснованным завышением цен перекупщиками энергоресурсов, выявить структурные сдвиги в ценах на нефтепродукты, которые в стоимостном балансе значительно увеличивают их долю по сравнению с топливно-энергетическим балансом, а также определить структуру производства электро-, теплоэнергии и конечного потребления энергоресурсов.

Сравнительный анализ показателей стоимостной оценки топливно-энергетического баланса позволяет найти вариант (сценарий) развития ТЭК региона с бóльшей экономической эффективностью: по стоимости добычи (производства) энергоресурсов и их поставок за пределы региона; по более рациональной структуре производства электро-, теплоэнергии и конечного потребления энергоресурсов.

В качестве агрегированных оценок, характеризующих социально-экономические последствия реализации различных стратегий развития экономики и энергетики, используются показатели валового регионального продукта и занятости населения (прирост ВРП и создание дополнительных рабочих мест).

Другим важным индикатором, характеризующим социально-экономические последствия различных направлений развития ТЭК, являются налоговые доходы от ТЭК во все уровни бюджетов РФ, в том числе – в консолидированный бюджет области.

Для получения указанных индикаторов разработаны две модели: модель прогнозирования экономики и энергопотребления региона и производственно–налоговая модель ТЭК. При разработке моделей используется методический подход к прогнозированию экономики и энергетики, основанный на проектном планировании, т.е. сценарный прогноз социально-экономического развития регионов, и расчет энергопотребления выполняется на основе обоснованного включения в производственный процесс новых инвестиционных проектов, максимально использующих ресурсную базу региона.

Модель прогнозирования экономики и энергопотребления региона состоит из пяти блоков, обозначенных на рис. 4.21 сплошными линиями:

– блок прогнозирования производства ВРП на действующих и новых мощностях, формируемых за счет реализации новых проектов;

– блок прогнозирования энергопотребления по существующим и новым потребителям (проектам);

– блок развития отраслей топливно-энергетического комплекса.
– блок прогнозирования численности занятых в экономике;
– блок прогнозирования численности населения в регионе.

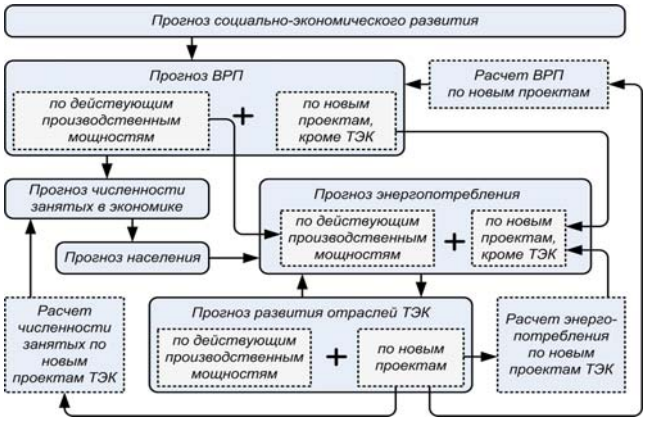


Рис. 4.21. Схема модели прогнозирования экономики и энергопотребления региона.

Расчет прогнозных макропоказателей представляет собой итеративный процесс. На первой итерации осуществляется сценарный прогноз производства валового регионального продукта, энергопотребления и численности занятых в регионе по действующим и новым мощностям, но без учета реализации новых проектов в ТЭК. Это необходимо для оценки исходной (базовой) потребности экономики в энергоресурсах.

Валовая добавленная стоимость по действующим мощностям оценивается экспертно путем задания темпов ее роста. Темпы роста задаются, исходя из уровня использования действующих мощностей и направлений диверсификации производства. Указанные факторы роста, как правило, обеспечивают прирост валового регионального продукта в регионе от 1 до 3 % в год.

Валовая добавленная стоимость по новым мощностям оценивается путем формирования состава и сроков реализации инвестиционных проектов и рассчитывается на основе показателей выпускаемой продукции в натуральном выражении и внутренних и внешних цен на данную продукцию.

Потребность в энергоресурсах и численности занятых определяется нормативным способом. Коэффициенты удельных расходов энергоресурсов (электро-, теплоемкости и расхода угля, нефти, нефтепродуктов и газа на технологические нужды) и трудоемкости задаются соответственно с учетом энергосбережения и роста производительности труда. Полученные уровни электро-, теплопотребления передаются в модель развития отраслей ТЭК (см. рис. 4.17), где производится расчет производства энергоресурсов по видам на действующих и новых мощностях для покрытия как внутрирегиональной потребности в них, так и планируемых объемов их экспорта.

На второй итерации, на базе показателей производства энергоресурсов, полученных из модели развития отраслей ТЭК, рассчитывается производство валовой добавленной стоимости, энергопотребление и потребность в трудовых ресурсах по реализуемым инвестиционным проектам в отраслях ТЭК.

На третьей итерации осуществляется корректировка показателей ВРП, энергопотребления и численности занятых, полученных на первой итерации, путем добавления к ним соответствующих показателей от инвестиционных проектов в ТЭК.

На следующих итерациях может проводиться уточнение развития отраслей ТЭК, а также производства ВРП и численности занятых в экономике и ТЭК. На завершающем этапе делается прогноз численности населения по сценариям развития экономики региона с прогнозируемой численностью занятых и ряда благоприятных и неблагоприятных факторов (естественного прироста населения, уровня жизни, государственной демографической политики и др.).

Производственно-налоговая модель ТЭК является самостоятельным расчетным инструментом и состоит из шести основных логических блоков (рис. 4.22):

− производственно-сбытовая деятельность (входными данными этого блока являются объемы выпуска энергетической продукции по видам деятельности, рассчитанные в модели прогнозирования развития экономики и ТЭК);

− нормативные показатели, рассчитываемые на основе статистических, экспертных и нормативных данных: капиталоемкость, трудоемкость, материалоемкость добычи (производства) энергоресурсов и их транспорта, шкала зависимости удельных капитальных вложений на строительство трубопроводов от их необходимого диаметра, длины, пропускной способности и уровня загрузки;

− расчетные показатели, из которых главными являются: инвестиции на добычу ресурсов и строительство магистральных трубопроводов и ЛЭП, потребность в трудовых ресурсах, расходы на оплату труда, грузооборот энергетических ресурсов, необходимые диаметры трубопроводов в зависимости от объемов транспортировки ресурсов до потребителя и т.д.;

− налоговый, представляющий собой систему налоговых ставок, налоговых и иных платежей, отчисляемых предприятиями энергетического комплекса во все уровни бюджетной системы РФ;

− отчетный, отражающий отчет о прибылях и убытках деятельности предприятий энергетического комплекса;

− сравнение налоговых доходов по вариантам развития ТЭК, наглядно отражающий поступление налоговых доходов в бюджетную систему РФ в виде графиков и т.д. [122, 123].

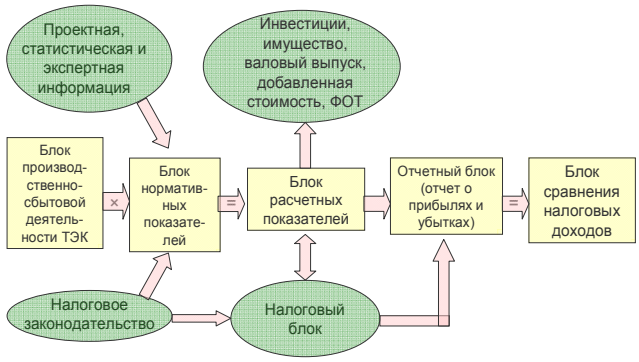


Рис. 4.22. Укрупненная схема производственно-налоговой модели ТЭК.

Оценка энергетической безопасности региона осуществляется в соответствии с методикой, описанной в разд. 4.5.

Экологическая оценка выполняется в соответствии с методологией, описанной в п. 4.7.3

Комплексный анализ показателей позволяет выбрать из имеющегося набора вариантов (сценариев) развития региональных ТЭК наиболее рациональный.

С использованием изложенного методического подхода в период 2000–2009 гг. в ИСЭМ СО РАН были разработаны энергетические программы: Республики Бурятия, Республики Саха (Якутия), Хабаровского края, Иркутской, Томской, Амурской, Сахалинской, Магаданской областей, Чукотского автономного округа, а также комплексная программа развития ТЭК Восточной Сибири и Дальнего Востока.

4.5. Исследования в области энергетической безопасности страны и регионов

4.5.1. Истоки и эволюция проблематики энергетической безопасности. Формирование понятийного аппарата

В условиях разразившегося в России в 90-х годах прошлого века экономического кризиса системы энергетики стали испытывать значительные трудности в обеспечении потребителей топливом, электроэнергией и теплом. В отдельных регионах (Дальний Восток, Северный Кавказ, северные районы) острый дефицит энергоресурсов приводил к частым и порой глубоким нарушениям энергоснабжения. Анализ состояния и перспектив развития топливно-энергетического комплекса свидетельствовал о высоком износе и катастрофическом старении основных фондов систем энергетики, значительном ухудшении сырьевой базы энергоресурсов и резком сокращении объемов геологоразведочных работ, высокой энергоемкости экономики при крайней недостаточности и ярко выраженной тенденции к снижению инвестиционных вложений в обновление и развитие всех звеньев энергетического хозяйства. Стало ясно, что уязвимость и нестабильность работы систем энергетики в новых условиях обусловлены не только низкой надежностью и безотказностью энергетического оборудования, техногенными авариями (опасность которых возросла), но и усилением негативных процессов в финансовой и инвестиционных областях, региональной и внешнеэкономической деятельности, в социальной сфере. В связи с этим при рассмотрении вопросов развития и функционирования ТЭК уже недостаточно было ограничиваться анализом надежности и живучести входящих в него СЭ, но требовалось переходить к комплексным исследованиям широкого круга факторов, определяющих энергетическую безопасность страны. Это свою очередь вело к необходимости формирования, по существу, новой области энергетических разработок, связанных с анализом и обеспечением энергетической безопасности (ЭБ) России и ее регионов [124-126].

Понятие «энергетическая безопасность» было сформулировано Международным энергетическим агентством после нефтяного кризиса в 1973 г. в следующей трактовке: ЭБ есть «уверенность в том, что энергия будет иметься в распоряжении в том количестве и того качества, которые требуются при данных экономических условиях» [127]. Исходя из этого, а также из определения понятия «безопасность» в Законе Российской Федерации «О безопасности» [128], в ИСЭМ СО РАН принято определение ЭБ, впервые о опубликованное в [125], подробнее обоснованное в [129], которое позднее было рекомендовано для использования специалистами отраслей энергетики [130].

Энергетическая безопасность – это состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушений бесперебойности энергоснабжения. При этом состояние защищенности – соответствие в нормальных условиях обеспечению в полном объеме обоснованных потребностей (спроса) в энергии, в экстремальных – гарантированному обеспечению минимально необходимого объема потребностей.

Формирование понятийного аппарата ЭБ отчасти базируется на надежностной идеологии (отчасти – на идеологии национальной безопасности), однако, в отличие от понятий надежности систем энергетики и бесперебойности (надежности) энергоснабжения, которые являются атрибутами систем энергоснабжения, понятие энергетической безопасности имеет более общий характер и несет большую смысловую нагрузку.

Энергетическая безопасность характеризуется тремя главными факторами:

- способностью топливно-энергетического комплекса обеспечивать достаточное предложение экономически доступных и качественных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР);
- способностью экономики (как системы потребителей ТЭР) рационально (бережно) расходовать энергоресурсы и соответственно ограничивать свой спрос;
- достаточно высоким уровнем устойчивости систем энергетики и ТЭК в целом к возмущающим воздействиям при реализации потенциальных угроз ЭБ (экономических, социально-политических, техногенных, природных, управленческо-правовых), а также устойчивости сферы энергопотребления к дефицитам и нарушениям энергоснабжения, вызванным этими угрозами.

При этом для реализации названных факторов общество и экономика должны обеспечивать благоприятные экономические, политические, институциональные и другие условия, включая благоприятный инвестиционный и инновационный климат. Таким образом, ЭБ – атрибут не только энергетики и даже не только производственной сферы, но и общества в целом. И поэтому ЭБ имеет не только технико-экономический, но в определенной мере и политический смысл [130–133].

Для уточнения различий между понятиями «энергетическая безопасность» и «надежность» рассмотрены основные факторы, определяющие эти различия (табл. 4.14) [133]. Одновременно с этих же позиций имеет смысл проанализировать и понятие «безопасность», поскольку из-за созвучности понятий «безопасность» и «энергетическая безопасность» может сложиться впечатление, что это одно и то же.

Надежность (включая живучесть) и безопасность – это *свойства* объектов (систем) энергетики, а энергетическая безопасность – *состояние* общества (экономики). Определение ЭБ как состояния восходит к узаконенному термину «безопасность» [128]. Однако это различие понятий имеет и достаточно глубокий содержательный смысл. Определяя надежность и безопасность как свойства объектов (систем) энергетики, мы тем самым подразумеваем и рассмотрение средств и мероприятий, улучшающих эти свойства, применительно к рассматриваемым объектам. Определяя же энергетическую безопасность как состояние общества (экономики, государства), мы имеем в виду, что приемлемый уровень этого состояния обеспечивается не только воздействием на объекты энергетики, но и на внешние по отношению к ним факторы, снижающие опасность возникновения и реализации угроз ЭБ.

Различие понятий подтверждает анализ следующих двух базовых категорий – события и их причины (см. табл. 4.14). В понятиях «надежность» и «безопасность» эти категории рассматриваются только как происходящие в пределах объекта исследований, хотя первопричины этих событий могут быть и внешними по отношению к нему, а при исследовании энергетической безопасности рассмотрение соответствующих угроз предполагает более широкий взгляд на влияющие факторы и возможности управления ими [133].

Исследования надежности систем энергетики как комплексного свойства, включающего в качестве единичного свойства живучесть, связаны с различными уровнями глубины и продолжительности последствий. При обычных ординарных отказах последствия относительно невелики и система сама их компенсирует за счет различного рода резервирования и адекватного управления. При крупных воздействиях (с ними связан анализ живучести систем энергетики) глубина и продолжительность их последствий велика и в большинстве случаев система «не справляется» с противодействием возмущению. В этом случае последствия выходят за рамки системы энергетики, что требует достаточно детального анализа реакции потребителей.

Таблица 4.14. **Характеристика понятий надежности и энергетической безопасности**

Основные факторы	Анализируемые понятия			
	Надежность Reliability	Живучесть Survivability, Security	Безопасность Safety	Энергетическая безопасность Energy security
Научная (философская) категория	Свойство	Свойство	Свойство	Состояние
Атрибут принадлежности	Объекты (системы) энергетики			Государство, общество, экономика
События	Отказы элементов	Массовые (с каскадным развитием) отказы элементов	Опасные воздействия на людей и окружающую среду	Реализация угроз ЭБ
Причины событий	Дефекты оборудования и систем управления, ошибочные действия людей			Те же причины, а также экономические, социально-политические; внешние политические и экономические факторы
Последствия событий	Потеря производственной мощности, снижение резервов, недоотпуск энергоресурсов, нарушение бесперебойности энергоснабжения	Недоотпуск энергоресурсов с массовым нарушением питания потребителей	Ущерб здоровью и гибель людей, ухудшение состояния окружающей среды	Значительный недоотпуск энергоресурсов, нарушение бесперебойности энергоснабжения. Энергетический кризис. Ослабление экономической и в целом национальной безопасности

В связи с этим логично, что исследования энергетической безопасности на первом этапе были связаны именно с ситуациями крупных воздействий на энергетику при реализации угроз различного рода, так как в этих случаях имеется реальная опасность дестабилизации энергоснабжения народного хозяйства. При этом исследования собственно систем энергетики с позиций энергетической безопасности связаны с исследованиями их живучести [124, 134].

Проблема живучести СЭ стала актуальной в 80-х годах прошлого столетия в связи с тем, что по мере развития систем энергетики повышается опасность возникновения крупных, в том числе каскадного характера, аварий, переходящих при неблагоприятных стечениях обстоятельств в «системные». В ИСЭМ СО РАН разработаны (1987–1994 гг.) концепция и методы комплексного изучения живучести систем энергетики и создано методологическое и программно-информационное обеспечение этих исследований [135]. Последующие разработки показали, что предложенные математические методы и модели для изучения живучести систем энергетики могут быть адаптированы для исследований проблем энергетической безопасности. Эти математические модели и методы совпадают в части представления систем энергетики, но различаются в части моделирования неблагоприятных воздействий на системы энергетики и способов компенсации их негативного последствий. Такие же различия прослеживаются и в отношении представления потребителей и управления ими.

Отдельные вопросы, касающиеся живучести специализированных систем энергетики ставились и решались в отраслевых научно-исследовательских коллективах (ОАО «Газпром ВНИИгаз», ОАО «Институт Нефтепродуктпроект» (бывший ГИПРОнефтетранс), ОАО «ГИПРОВостокнефть» и др.).

В конце 90-х годов прошлого века при тесном сотрудничестве с ИСЭМ СО РАН локальные работы, касающиеся индикативного анализа энергетической безопасности регионов, были начаты в Институте экономики УрО РАН. В Институте энергетической стратегии Минэнерго РФ под руководством д.т.н. В.В. Бушуева при подготовке к проведению саммита «Большой восьмерки» (2006 г.) выполнялись работы в области исследования вопросов глобальной энергетической безопасности совместно с ИСЭМ СО РАН.

Зарубежный опыт по изучению энергетической безопасности можно было использовать очень ограниченно, поскольку в основном, развитые страны мира в большей или в меньшей степени обеспечивают свои энергетические потребности за счет импорта ТЭР. Этим определяется направленность соответствующих работ по проблемам энергетической безопасности этих стран, в основном за счет поиска путей диверсификации импортных источников ТЭР с целью обеспечения энергетической независимости своих стран. В целом же работы, подобные выполняемым в настоящее время коллективом исследователей ИСЭМ СО РАН, ранее не проводились ни в нашей стране, ни за рубежом.

Изложенное выше понимание (трактовка) энергетической безопасности сложилось в результате преодоления расширительной и чрезмерно узкой трактовок. Расширительная трактовка приведена в работах [136–138 и др.] и даже в проекте Доктрины ЭБ РФ [139]. Согласно такой трактовке, ЭБ определяется не только инфраструктурными функциями ТЭК – обеспечивать энергетические нужды общества, но и его особой, «локомотивной» ролью в развитии российской экономики, выполнением таких задач, как «обеспечение высокой меры участия ТЭК в формировании доходов и экспортного потенциала государства» («поддержание на экономически обоснованном уровне экспорта энергоносителей»), «удовлетворение требований технологической и экологической безопасности», «способствование укреплению внутренних и внешних интеграционных связей».

Все эти задачи действительно стояли и отчасти до сих пор сохраняют свою актуальность («отчасти», поскольку ТЭК уже не рассматривается претендентом на «локомотивную» роль, хотя задача зарабатывания средств за счет экспорта ТЭР, прежде всего нефти и газа, для решения социальных проблем и модернизации экономики в значительной мере сохраняется). Но это иные задачи, а именно – задачи энергетики, ТЭК по обеспечению экономической и других составляющих национальной безопасности.

Преодолению расширительной трактовки понятия ЭБ послужила предложенная нами дополнительная категория «энергетические аспекты национальной безопасности», которая в [132] характеризуется как «совокупность факторов, определяющих влияние качества и эффективности развития и функционирования энергетики, роста (снижения) масштабов энергетического хозяйства на уровень национальной безопасности и отдельных ее составляющих (видов безопасности)». В пояснениях указано, что это понятие учитывает «вклад» энергетики в обеспечение, помимо ЭБ, также экономической, технологической, экологической и других видов безопасности. Таким образом, энергетические аспекты национальной безопасности – более широкое понятие по сравнению с ЭБ и включают последнюю. Схематически взаимосвязь понятий показана на рис. 4.23 [130].

Следует заметить, что, несмотря на достигнутый консенсус в определении ЭБ (например, в Энергетической стратегии России на период до 2020 г. (ЭС-2020) [140, 141] дается трактовка, идентичная нашей, приведенной выше), расширительная трактовка в доступной нам литературе еще встречается.

Рис. 4.23. Соотношение видов безопасности.

Что касается обуженных интерпретаций, то таковые имеются, иногда двух типов. Первый рассматривает ЭБ как функцию только топливно-энергетического комплекса и систем энергетики, т.е. системы энергоснабжения, упуская систему энергопотребления. Между тем последняя, по существу, представляющая собой всю экономику, взятую в ее ипостаси потребителя ТЭР, является в некотором смысле равноправным с ТЭК субъектом обеспечения ЭБ: если ЭБ – это фактически бездефицитность энергетического баланса, то она определяется как достаточностью предложения ТЭР (функция ТЭК), так и почти в равной мере умеренностью спроса, энергоэффективностью потребителей (функция экономики в указанной ее ипостаси). Понимая это, разработчики ЭС-2020 в качестве одного из важнейших принципов обеспечения ЭБ называют «предотвращение нерационального использования энергоресурсов (взаимосвязь с политикой энергетической эффективности)» [140].

Обуженная интерпретация второго рода связывает ЭБ, вслед за живучестью систем энергетики, только с уникально крупными возмущениями, достаточно маловероятными. Эта вторая обуженная интерпретация соответствует, и то лишь частично, только одной из двух компонент ЭБ – тактической, которая в [129] определена как состояние защищенности страны или ее региона от угроз массового нарушения *бесперебойности* энергоснабжения из-за физической или экономической недоступности ТЭР приемлемого качества.

В отличие от тактической, стратегическая компонента ЭБ характеризует защищенность страны от угрозы значительного и длительного дефицита энергоресурсов, который приводит к сдерживанию (торможению) экономического роста и соответственно социального прогресса или даже препятствует поддержанию нормального функционирования общества и экономики при минимальном либо нулевом экономическом росте.

Эволюция исследований ЭБ от акцента на тактическую компоненту, тактические (текущие) угрозы, к акценту на стратегическую компоненту, на стратегические угрозы ЭБ, была объективно, исторически обусловленной. Действительно, в конце 1980-х годов и в первой половине 1990-х годов прошлого века наибольшие опасения вызывали

такие экономические, социальные и политические угрозы ЭБ, как: разрыв или ослабление традиционных экономических связей России и ее энергетических предприятий с другими республиками бывшего СССР, ставших самостоятельными государствами, и с государствами Восточной (Центральной) Европы – бывшими членами СЭВ (Совета экономической взаимопомощи), распавшегося к началу 1990-х годов, а также нарушения или слабость внутрироссийских хозяйственных связей, прежде всего из-за краха централизованной распределительной и медленного становления новой системы связей; трудовые конфликты и забастовки; сепаратистские тенденции, региональные, этнические и другие политические конфликты (включая войну в Чечне), диверсионно-террористические акты; финансовая нестабильность экономики и ее энергетического сектора, рост неплатежей и задолженностей (кредиторской и дебиторской). К концу прошлого века эти угрозы в значительной мере притупились или были преодолены.

Одновременно в связи с анализом и разработкой средне- и долгосрочных энергетических перспектив – сначала до 2010 г. [142], затем – до 2020 г. [140], наконец до 2030 г. – выяснилось, что главная опасность для ЭБ в долгосрочной перспективе – вероятность длительного дефицита физически и экономически доступных ТЭР: невозможность обеспечить ими требуемые (заданные государственным руководством) темпы экономического роста и социального прогресса. Таким образом, на первый план выдвинулась стратегическая компонента ЭБ. Важнейшие из стратегических угроз – чрезвычайно высокая энергорасточительность народного хозяйства, глубокий физический и моральный износ основных фондов ТЭК, длительная задержка с освоением новых месторождений газа и нефти, глубокий кризис системы теплоснабжения, проблематичность масштабного наращивания вклада угля, атомной и возобновляемой энергии в баланс первичных энергоресурсов, крайне медленное преодоление всех этих трудностей, прежде всего из-за недоинвестирования ТЭК и энергосбережения, а также из-за институциональных и управленческих причин (проблем).

Спад производства в результате разразившегося в 2008–2009 гг. экономического кризиса предоставляет некоторую отсрочку грозящему дефициту ТЭР, которую необходимо использовать для формирования устойчивого курса на преодоление указанных стратегических угроз. Важным условием успеха в этом направлении является радикальное совершенствование и обновление методов и инструментария для исследования ЭБ России и ее регионов и обоснования путей ее обеспечения (укрепления), имея в виду то, что до сих пор для этих целей использовался инструментарий, в значительной мере унаследованный от изучения надежности и живучести систем энергетики.

4.5.2. Общая схема исследований

Основной смысл исследований ИСЭМ СО РАН в сфере обеспечения энергетической безопасности страны – это, в первую очередь, обоснованный выбор направлений деятельности по достижению и поддержанию бездефицитного снабжения потребителей всеми необходимыми ТЭР на долгосрочную перспективу. Выбранные в рамках данных направлений меры должны быть инвариантны к различным возможным негативным ситуациям в экономике и энергетике. Другое направление исследований в сфере энергетической безопасности – создание условий для обеспечения потребителей требуемыми видами ТЭР в необходимых объемах во время ЧС.

Основой для выбора мероприятий, касающихся долгосрочного бездефицитного топливо- и энергоснабжения потребителей, является такая исходная информация, как: состояние ТЭК; потребности в разных видах энергии на исходный и прогнозные моменты времени с учетом реализации энергосберегающей политики; условия развития отраслей ТЭК на заданную перспективу; множество возможных потенциальных угроз

ЭБ в этот же период; набор принципиально возможных мер по достижению и обеспечению требуемого уровня ЭБ для страны в целом или ее региона.

Принципиальная схема исследования проблем обеспечения энергетической безопасности страны, сложившаяся к настоящему времени – результат многолетнего опыта исследований в области живучести систем энергетики и надежности ТЭК. Принципиальная схема исследования развития ТЭК с учетом живучести систем энергетики и безопасности их функционирования была сформирована при исследованиях с непосредственным участием академика Ю.Н. Руденко, чл.-корр. РАН Н.И. Воропая, д.т.н. Л.Д. Криворуцкого и др. [134, 143]. Эта схема предусматривает изучение ТЭК на двух иерархических уровнях (ТЭК и СЭ).

В ходе реализации указанной схемы в ИСЭМ СО РАН в разные годы были получены значительные результаты в области исследования вопросов живучести отраслевых систем энергетики: электроэнергетической системы, систем газо-, нефте- и нефтепродуктоснабжения [144–147 и др.].

На уровне ТЭК базой для исследований энергетического комплекса, с позиций обеспечения энергетической безопасности, стали модели комплексной оптимизации развития энергетики страны с учетом живучести («РЭКС») и оценки состояния систем топливо- и энергоснабжения в экстремальных ситуациях («ПОТОК»), реализованные под руководством Л.Д. Криворуцкого [148, 149]. Данные модели в дальнейшем вошли в ПВК «Оптимизация ТЭК», на базе которого в ИСЭМ, также под руководством Л.Д. Криворуцкого, был создан ПВК «Энергия», предназначенный для исследований живучести ТЭК с решением задач на агрегированном уровне [150]. ПВК «Энергия» позволял моделировать динамику развития систем энергетики на уровне ТЭК страны, а также на уровне отраслевых и региональных систем энергетики и на этой базе проводить анализ различных вариантов развития энергетики с позиций обеспечения надежности топливо- и энергоснабжения потребителей и живучести отраслевых энергетических систем.

На базе описанных выше общей схемы и инструментария исследования развития ТЭК и СЭ, с учетом живучести, в ИСЭМ разработана [131, 151] концепция исследования ТЭК России и систем энергетики с позиций энергетической безопасности (рис. 4.24) и создан соответствующий инструментарий (в том числе путем адаптации упомянутых моделей и ПВК).

Рис. 4.24. Взаимосвязь задач, решаемых при исследованиях ТЭК страны с позиций ЭБ.

В отличие от изучения проблем живучести СЭ, исследования проблем энергетической безопасности России и ее регионов базируются на приоритете интересов потребителей ТЭР и возможностей более эффективного использования ими энергии при комплексном учете особенностей российского ТЭК. Среди них – высокая изношенность ОПФ энергетических отраслей; трудности с инвестициями в ТЭК; отставание с освоением новых районов добычи нефти и газа и др. При этом, в дополнение к требованиям по обеспечению надежного топливо- и энергоснабжения внутренних потребителей, необходимо учитывать и значительные по объемам долгосрочные контракты по экспортным поставкам ТЭР.

4.5.3. Угрозы энергетической безопасности. Мониторинг и индикативный анализ

Первым шагом при обосновании путей решения проблем ЭБ для различных сценариев развития экономики и энергетики России и ее регионов стала идентификация и систематизация существующих и потенциальных угроз [124–126, 131, 151–154]. Вся совокупность угроз ЭБ представлена в виде пяти групп: экономические, социально-политические, техногенные, природные, управленческо-правовые. При этом к экономическим отнесены не только собственно угрозы ЭБ общеэкономического происхождения, но также дестабилизирующие факторы и диспропорции в энергетике производственно-экономического характера, представляющие опасность для обеспечения надежного, бездефицитного энергоснабжения.

Основные угрозы энергетической безопасности России и ее регионов

Экономические
Дефицит инвестиционных ресурсов, недофинансирование капиталовложений в ТЭК и в обеспечивающие его развитие отрасли, а также в энергосбережение
Неэффективное, расточительное использование ТЭР потребителями, высокая доля энергоемких отраслей в структуре экономики, слабость энергосберегающей деятельности
Низкий технический уровень оборудования в отраслях ТЭК, медленное его обновление
Доминирующая роль природного газа в энергобалансах европейских регионов России
Слабость энерготранспортных межрегиональных связей при значительной несбалансированности регионов по отдельным энергоносителям
Медленный прирост разведанных запасов нефти и газа, задержки с освоением новых топливных баз
Слабая диверсифицированность энергоснабжения
Высокий уровень монополизма производителей (поставщиков) на энергетических рынках
Чрезмерно высокие цены на ТЭР или слишком быстрый их рост
Диспропорции между ценами на разные ТЭР (экономически необоснованное соотношение цен), а также между ценами на ТЭР и ценами на другие факторы производства
Опережающий рост спроса на ТЭР по сравнению с ростом их предложения
Финансовая неустойчивость предприятий ТЭК, кризис неплатежей
Чрезмерная концентрация производства и транспортных потоков ТЭР
Недостаточность запасов топлива в топливохранилищах разного рода, а также резервов производственных мощностей в отраслях ТЭК
Социально-политические
Трудовые конфликты и забастовки на предприятиях ТЭК, транспорта и других сопряженных (обеспечивающих) отраслей
Острые политические конфликты, прежде всего сопровождаемые диверсионно-террористическими актами на объектах ТЭК

Безучетное потребление (хищение) ТЭР
Необоснованное различие зарплаты (доходов) разных категорий работников ТЭК
Экстремистские действия общественных движений экологической, антиатомной, антиэнергетической направленности (блокирование принятия или осуществления обоснованных решений по развитию энергетики и т.п.)
Зависимость энергообеспечения отдельных пограничных регионов от зарубежных партнеров, возможный срыв последними соответствующих поставок ТЭР
Техногенные
Глубокий физический износ основных производственных фондов ТЭК, их некомпенсируемое выбытие, сохранение в работе оборудования, выработавшего свой ресурс
Аварии, взрывы, пожары (АВП) антропогенно-техногенного происхождения на объектах ТЭК, особенно при их высокой концентрации на ограниченной территории: а) единичные крупномасштабные АВП, особенно с каскадным их развитием; б) АВП того же рода, но меньшей тяжести при их взаимном наложении или наложении на другие воздействия
АВП любого происхождения на объектах других отраслей народного хозяйства, технологически или пространственно связанных с объектами ТЭК, способные повлиять на бесперебойное надежное функционирование последних.
Природные
Стихийные бедствия: землетрясения, ураганы, наводнения, цунами, сели, оползни, гололедные явления, в том числе инициированные или усиленные деятельностью человека
Суровые зимы – как с превышениями нормативных температурных условий, которые учитываются при проектировании отопления, так и в пределах этих условий, но при наложении на аварийные ситуации и/или в условиях недостаточности резервов и запасов
Длительные маловодья на реках с гидроэлектростанциями, особенно в регионах с высокой долей гидроэнергетики
Управленческо-правовые
Ошибки в формировании и реализации экономической политики государства (включая налоговую, ценовую, финансовую, инвестиционную), а также его энергетической и социальной политики; неполнота и несовершенство энергетического законодательства
Низкий уровень правового обеспечения и функционирования механизмов антимонопольной политики и регулирования естественных монополий
Неэффективность энергосберегающей политики государства и слабость механизмов ее реализации
Слабость (ослабление) государственного регулирования и контроля в сфере энергоснабжения
Чрезмерность государственного вмешательства в управление энергетикой
Низкий уровень хозяйственного управления на энергетических предприятиях и в компаниях
Криминализация «энергетического бизнеса», лоббистское продавливание ошибочных или вредных решений
Низкая квалификация и недостаточная ответственность производственного персонала и руководящих кадров ТЭК

В настоящее время и в ближайшей перспективе с точки зрения устойчивости энергоснабжения доминирующее значение имеют угрозы экономического и управленческо-правового характера. Однако в отдельных случаях может резко возрасти относительная важность тех или иных техногенных и природных угроз.

В условиях отмеченного выше повышения значимости стратегического аспекта ЭБ в ИСЭМ СО РАН были выделены основные стратегические угрозы ЭБ, чреватые долговременным и масштабным сдерживанием темпов развития национальной экономики в силу возможного проявления значительных дефицитов ТЭР у потребителей страны в период до 2020-2030 гг. Перечень этих угроз представлен на рис. 4.25, здесь же показаны и взаимосвязи между ними [155–158].

Рис. 4.25. Стратегические угрозы энергетической безопасности России и их взаимосвязи.

Предложенный систематизированный перечень угроз ЭБ – лишь исходный пункт их выявления и анализа. Следующая важнейшая задача – идентификация фактических и ожидаемых угроз, т.е. установление, где, когда, с какой интенсивностью, в какой форме и с какими особенностями проявляются или реализуются конкретные угрозы, насколько они приближаются к предельно допустимому уровню или превосходят его.

Количественно эта информация отображается, с одной стороны, системой показателей – индикаторов различных аспектов развития и функционирования энергоснабжения и энергопотребления, т.е. системой индикаторов ЭБ. С другой стороны, она отображается сравнением фактических значений индикаторов с предельно допустимыми (пороговыми), представляя в совокупности, информационную базу для обоснования и принятия решений по обеспечению ЭБ в регионе или в стране в целом. Для того, чтобы идентифицировать угрозы ЭБ и оценить тенденции развития событий в плане реализации этих угроз были детально проработаны [130, 153, 159] и затем использованы такие средства, как мониторинг и индикативный анализ ЭБ. При этом мониторинг ЭБ характеризуется как совокупность операций по систематическому наблюдению, регистрации, диагностике и анализу процессов в энергетике и в энергопотреблении (влияющих на уровень энергетической безопасности) с целью идентификации угроз, оценки существующего и ожидаемого уровней ЭБ, подготовки информации для решения задач развития энергетики с учетом фактора ЭБ и обоснования и выбора мер по ее (ЭБ) обеспечению [129, 130, 153]. Индикативный анализ ЭБ – заключительная стадия мониторинга энергетической безопасности, состоящая в оценке состояния ЭБ соответствующей территории, в том числе глубины и характера угроз ЭБ, на основе сравнения полученных значений индикаторов ЭБ с нормативно (экспертно) установленными пороговыми значениями и анализа складывающихся тенденций в изменении полученных значений.

4.5.4. Технология исследований

Выше уже указывалось, что при решении задач управления развитием и функционированием систем топливо- и энергоснабжения страны и регионов с учетом фактора энергетической безопасности необходимо использовать такую технологию исследований, которая связывала бы уровни рассмотрения всего ТЭК и отдельных систем энергетики. При этом важен итерационный процесс согласования результатов расчетов на обоих уровнях, т.е. в данном случае необходима двухуровневая технология исследований. Такой подход позволяет адекватно отслеживать взаимосвязи между системами энергетики и

ТЭК в целом и таким образом учитывать межотраслевые аспекты обеспечения ЭБ. Эта основа позволяет оценивать возможности энергетики по удовлетворению потребителей конечными видами энергии в различных условиях, что является главным требованием ЭБ. При этом должны быть учтены возможности по диверсификации топливо- и энергоснабжения и взаимозаменяемости топлив.

Верхний иерархический уровень двухуровневой технологии представляет система моделей для исследований по оценке состояния ТЭК при возможных возмущениях и их влияния на условия топливо- и энергоснабжения потребителей с позиций обеспечения энергетической безопасности [160, 161]: модель оценки текущего состояния ТЭК в нормальных и критических ситуациях; модель оптимизации уточненной территориально-производственной структуры ТЭК с позиций требований ЭБ (на основе принятых стратегий развития ТЭК).

В данной системе модели связаны между собой балансовыми и технологическими (структурными) соотношениями, но различаются длительностью рассматриваемого временного интервала. Обе модели подробно представляют территорию страны с выделением федеральных округов и субъектов РФ, обеспечивают достаточно подробную характеристику объектов систем энергетики и средств резервирования. Основными особенностями этих моделей являются: во-первых, возможности определения оптимального развития энергетических технологий (с учетом структурной избыточности в виде резервов мощностей, запасов топлива, взаимозаменяемости энергоресурсов) и оптимального распределения потребляемых энергоресурсов, а также дефицитов ТЭР в целом по стране и в отдельных регионах; во-вторых, условные штрафы за недопоставку энергоресурсов потребителям, включенные в целевую функцию помимо традиционных приведенных затрат по ТЭК.

Решаемая с помощью этих моделей задача оптимизации балансов ТЭР по регионам России в условиях возможных возмущений представляет собой в математическом смысле классическую задачу линейного программирования, а в содержательном (энергоэкономическом) – территориально-производственную модель ТЭК с блоками электроэнергетики, тепло-, газо- и углеснабжения, а также нефтепереработки – мазутоснабжения.

В ***нижний уровень*** двухуровневой технологии входят отраслевые модели. В рамках двухуровневой технологии используются модели нефте- и нефтепродуктоснабжения, газовой, угольной отраслей, электроэнергетики. Применение подробных моделей энергетических отраслей позволяет оценить потенциальные возможности систем по удовлетворению потребителей соответствующими энергоресурсами как в нормальных условиях функционирования, так и в чрезвычайных ситуациях. В основном это имитационные потоковые модели, в которых критерием оптимальности распределения потоков при решении задачи оценки состояния системы после возмущения служит минимум дефицита энергоресурса у потребителя при минимальных затратах на производство энергоносителя и его доставку потребителям. Изменение состояния объектов системы приводит к решению задачи распределения потоков в системе с целью максимальной подачи энергоресурса потребителям, т.е. модели формализуются как задачи о максимальном потоке [145, 162].

В условиях крупномасштабных возмущений на работу системы приходится сталкиваться с проблемой возможного ограничения поставок энергоресурсов потребителям. Каким образом определить «узкие» места, минимизирующие в данных ситуациях возможности системы по удовлетворению потребителей требуемым количеством ресурса? Как проранжировать эти места по значимости их влияния на производственные возможности системы (либо по приоритетности проведения мероприятий для рационального увеличения производственных возможностей системы в данной ситуации), с тем чтобы путь выхода из чрезвычайной ситуации со снабжением потребителя соответст-

вующим энергоресурсом был как можно короче и проще? Решение этих вопросов было предложено в [163–165]. Для полного удовлетворения потребителей максимальный поток, найденный при решении задачи о максимальном потоке, необходимо увеличить на величину суммарного дефицита ресурса у потребителей. В определенных рамках это позволяют сделать технологические особенности трубопроводных систем (для ЕСН за счет повышения давления и увеличения интенсивности работы дискретного транспорта; для ЕСГ посредством включения в работу резервных компрессоров на КС, там, где это возможно). Величина и места увеличения пропускных способностей определяются при решении потоковой задачи, в которой в качестве потребностей в узлах выступают дефициты, полученные при первом решении, а в качестве пропускных способностей – возможные приращения пропускных способностей дуг транспортного графа.

Для согласования моделей разных уровней иерархии в рассматриваемых исследованиях был применен методический подход, позволяющий решать соответствующие задачи при исследованиях ТЭК с применением многоуровневой иерархии оптимизационных исследований (рис. 4.26). В этом подходе модели верхнего уровня строятся путем агрегирования моделей нижнего уровня в соответствии с предварительно полученными для них условно оптимальными решениями. При этом модели нижнего уровня представляют собой имитационные модели систем энергетики для анализа вариантов их развития, оценки живучести и выявления «узких» мест при функционировании в различных условиях. Агрегированные решения, найденные с помощью моделей верхнего уровня, передаются в модели нижнего уровня и используются ими как границы, в пределах которых отыскивается детализированное решение.

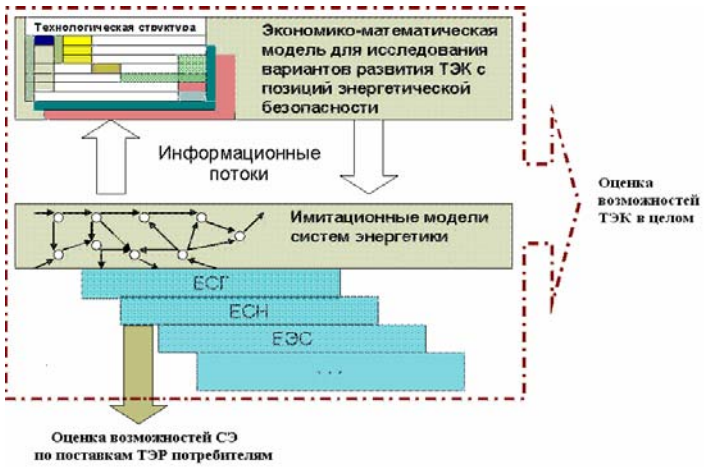


Рис. 4.26. Взаимосвязь моделей двухуровневой технологии и основные решаемые задачи.

Порядок проведения исследований с применением двухуровневой технологии следующий:

– формирование расчетных условий для моделей двух уровней (с учетом результатов качественного анализа последствий возмущения для СЭ и ТЭК);

– выявление «узких» (с позиции энергетической безопасности) мест в отраслевых системах топливо- и энергоснабжения на основе решения отраслевых моделей, описывающих на достаточно подробном уровне внутренние связи;

– проведение расчетов на моделях ТЭК (на основе результатов, полученных в отраслевых моделях), учет возможностей по взаимозаменяемости отдельных ТЭР, условий возможной диверсификации топливо- и энергоснабжения; определение наиболее

рациональных путей выхода из ЧС в системах топливо- и энергоснабжения потребителей посредством перераспределения нагрузки по отраслевым СЭ;

– на основе повторного решения задачи на моделях отраслевых СЭ, определение наиболее приемлемых в данной ситуации путей достижения возложенных на эти системы требований;

– комплексная оценка возможностей выхода отраслей и ТЭК из рассматриваемой ситуации и формирование требований по обеспечению энергетической безопасности.

На основе созданных в ИСЭМ СО РАН методических подходов была разработана схема получения интегральной оценки уровня ЭБ региона, базирующаяся на индикативном анализе и на модельных исследованиях (рис. 4.27).

Рис. 4.27. Схема получения интегральной оценки уровня энергетической безопасности региона.

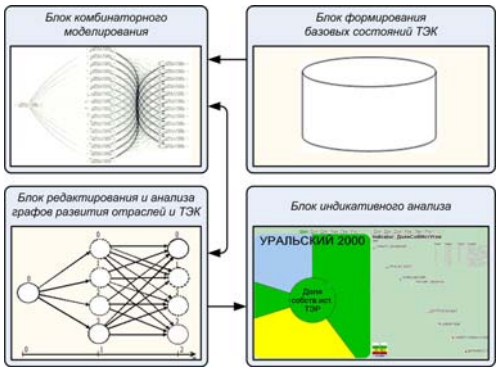


Рис. 4.28. ПВК «Корректива» для выработки направлений корректировки вариантов развития ТЭК страны с позиций энергетической безопасности.

Совместное использование аппарата комбинаторного моделирования и инструмента индикативного анализа [166] позволило разработать программно-вычислительный комплекс «Корректива» для определения направлений корректировки вариантов развития ТЭК страны с позиций энергетической безопасности (рис. 4.28) [167]. Основная идея разработки состоит в автоматизации процесса формирования, а затем и первичного выбора (из множества возможных) направлений развития ТЭК, удовлетворяющих требованиям энергетической безопасности. Это позволяет сформировать базу для поиска направлений предупреждения, преодоления, либо смягчения последствий реализации стратегических угроз энергетической безопасности.

Таким образом, проблема возможной дефицитности ТЭБ страны в средне- и долгосрочной перспективе может быть решена прежде всего радикальными шагами, в том числе в институциональной сфере, по преодолению (смягчению) стратегических угроз энергетической безопасности, которые сформировались к настоящему времени, а также корректировкой стратегии (варианта) развития ТЭК и СЭ с позиций ЭБ.

К настоящему времени в ИСЭМ СО РАН выполнен комплекс (этап) исследований по разработке соответствующей научно-методической базы. В частности:

- разработаны методические основы оценки уровня ЭБ страны и ее регионов, апробированные при оценке уровня ЭБ ряда регионов (субъектов РФ и федеральных округов) [166, 168 и др.];
- определены роль газовой отрасли (как доминирующей в балансе первичных ТЭР) в обеспечении ЭБ страны и требования к перспективному развитию этой отрасли [154–154, 169];

• намечен состав институциональных, экономических, структурных, технологических, инвестиционных мер преодоления угроз ЭБ, прежде всего стратегических [155 и др.];

• намечен состав институциональных, экономических, структурных, технологических, инвестиционных мер преодоления угроз ЭБ, прежде всего стратегических [155 и др.];

• проработаны концепция (основные положения) и структура Федерального закона РФ об ЭБ [131 и др.], а также предложения по другим аспектам совершенствования энергетического законодательства;

• разработаны система поддержки принятия решений для обеспечения ЭБ, соответствующие ей информационные технологии и инструментальные средства [131, 142, 170];

• подготовлен и реализован процесс проведения модельных исследований взаимосвязанной работы ТЭК и СЭ в условиях реализации стратегических угроз ЭБ и крупномасштабных ЧС [160, 161];

• разработаны методические положения формирования направлений корректировки вариантов развития ТЭК России с позиций ЭБ [167].

4.6. Долгосрочное прогнозирование природообусловленных факторов в энергетике

4.6.1. Предпосылки создания направления по долгосрочному прогнозированию природообусловленных факторов энергетики в СЭИ–ИСЭМ

В середине XX в., после утверждения планов интенсивного развития производственных мощностей в Восточной Сибири и создания нескольких крупных каскадов ГЭС, моделирование гидроэнергетического потенциала стало одной из актуальнейших задач. Начало 1960-х годов, совпадающее со становлением института, характеризуется мощными импульсами в научных исследованиях по широкому спектру направлений, в том числе по анализу влияния солнечной активности (в связи с открытием солнечного ветра Е.Н. Паркером в 1957 г.) на земные процессы и попытками использовать эти связи в долгосрочном прогнозировании природных процессов.

Зарубежные труды 1960-х годов посвящены детальному исследованию динамики изменения атмосферы с созданием различных глобальных моделей, наиболее широкое распространение среди них получили работы Э.Н. Лоренца [171]. Аппарат разложения по естественным ортогональным функциям наиболее известен по работам G.T. Walker [172], в результате которых удалось выявить долгопериодные колебания атмосферы, такие как Северное Атлантическое и Северное Тихоокеанское, широко использующиеся и в настоящее время для исследования изменений климата.

В ряду советских исследователей в области долгосрочного прогнозирования природных процессов (ДП) следует упомянуть работы Е.П. Борисенкова [173], Б.Л. Дзердзеевского [174], А.Н. Афанасьева [175], Ю.М. Алехина [176], С.А.Леонтьева [177] и др. В области гидродинамического моделирования природных процессов в 1970-х годах наиболее известны работы Г.И. Марчука и В.П. Дымникова [178]. Новые перспективы в развитии теории общей циркуляции атмосферы и климата открылись в те годы с применением быстродействующих вычислительных машин (ЭВМ), а также спутниковой информации.

На рис. 4.29 представлены основные предпосылки создания отдельного направления по ДП в ИСЭМ-СЭИ, как необходимого компонента для более глубоких исследований в энергетике.

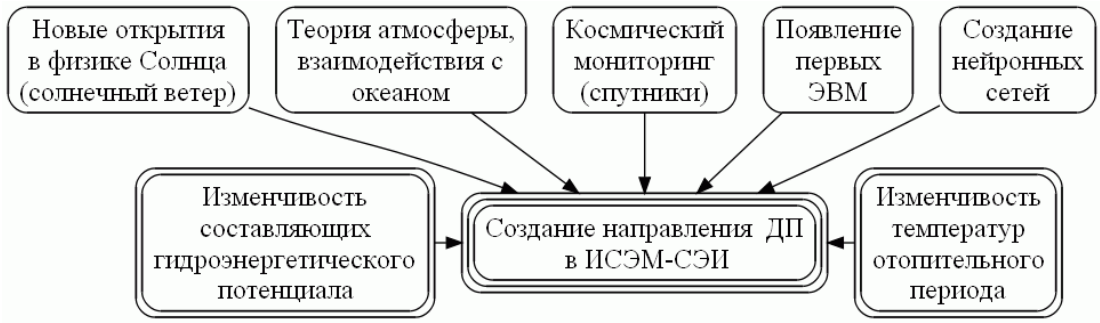


Рис.4.29. Основные предпосылки создания направления ДП в ИСЭМ.

Большие диапазоны изменчивостей составляющих гидроэнергетического потенциала и температур отопительного периода не позволяли достаточно точно планировать выработку электроэнергии гидроэнергетическими и тепловыми электростанциями без значительного снижения неопределенности на их выработку. Кроме того, качественно новые технологические и теоретические подходы к ДП, позволяли надеяться на скорое принципиальное решение проблемы климата и ожидаемой погоды в будущем.

4.6.2. Научная и практическая значимость долгосрочного прогнозирования в энергетике

Большая изменчивость двух базовых составляющих (полезный приток в оз. Байкал и боковой – в Братское водохранилище) гидроэнергетического потенциала Ангарского каскада ГЭС показана на рис. 4.30. Это связано, прежде всего, со случайными компонентами ежегодных притоков воды в водохранилища каскадов, изменяющихся в широких диапазонах, а также значимостью его не только для развивающейся энергетики, но и для промышленности большого Сибирского региона.

Природообусловленные составляющие топливно-энергетического комплекса, включающего средства получения, передачи, преобразования и использования различных видов энергии и энергетических ресурсов, определяются динамически изменяемыми природными факторами (гидрологические, метеорологические, гелиофизические и др.). Эти составляющие в структуре топливно-энергетического баланса занимают значительное место как в приходной, так и в расходной частях. Например, *электроэнергия*, вырабатываемая *гидроэлектростанциями*, входит в приходную часть ТЭБ и пропорциональна величине годового стока, который в свою очередь зависит от множества геофизических, метеорологических и других факторов планетарного и регионального масштабов.

Электрическая энергия, получаемая за счет *ветроэнергетических установок*, определяется атмосферной циркуляцией, которая зависит от разного рода контрастов (между землей и океаном, по разным широтам и регионам), территориальных и высотных перепадов давлений атмосферы.

Мощность *солнечной энергетики*, выдаваемая *гелиоустановками*, зависит от состояния воздушного бассейна (облачность, прозрачность атмосферы), а также от интенсивности солнечного излучения и его спектрального состава.

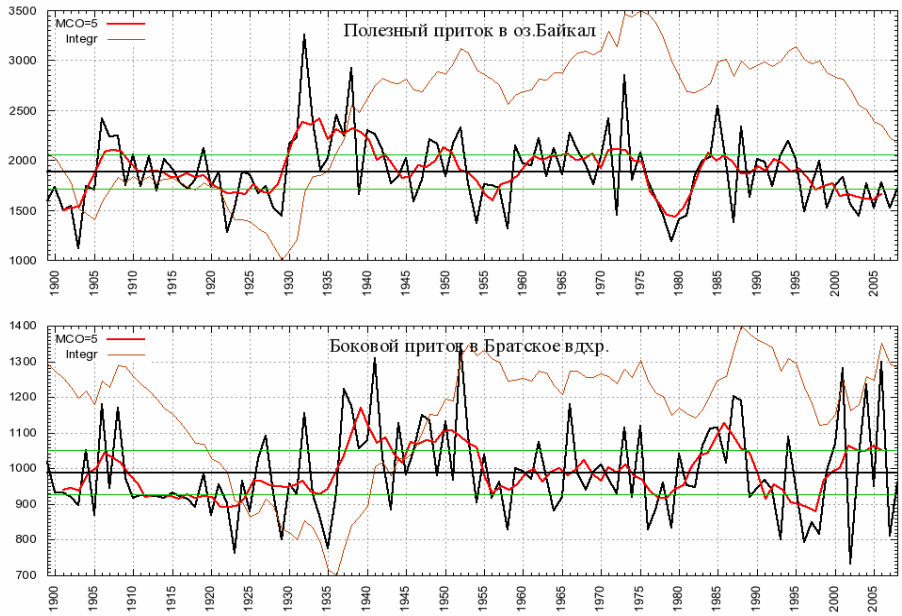


Рис. 4.30. Динамика изменения среднегодовых притоков ($м^3/с$) в оз. Байкал и в Братское водохранилище (включены интегрально-разностные кривые, нормы притоков с границами ±0.5σ и кривые скользящего 5-летнего осреднения).

Приливная энергетика (в заданной точке океана) обусловлена астрофизическими факторами (результирующей приливообразующей силой, возникающей из-за гравитационного воздействия Луны и Солнца).

Волновая океаническая энергетика обусловливается факторами, аналогичными ветроэнергетике, с дополнением гидрологических факторов океана.

Биоэнергетика определяется приростом биомассы и зависит от погодно-климатических условий в течение ряда лет.

Часть природообусловленных источников энергии является *традиционной* составляющей ТЭБ (гидроэнергия, дровяное топливо). Другая относится к *альтернативным* (гелио-, ветро-, био-; приливная и волновая энергетика).

Не являются природообусловленными составляющими источники, чья продуктивность не определяется изменчивыми природными процессами. Традиционными из них являются: нефть, газ, уголь, альтернативными – атомная, водородная, геотермальная энергии.

Первооснова природообусловленной энергетики – возобновляемая энергия, источником которой служат разного рода природные явления (течения рек, солнечная активность, циркуляция атмосферы, приливы в морях и океанах, прирост биомассы и др.). Характерная особенность природообусловленных источников энергии заключается в неравномерности вырабатываемых ими мощностей. Она формируется под действием многих природных факторов, и ее можно представить в виде двух составляющих: *циклической и нерегулярной*.

Циклическая составляющая обусловлена: суточным вращением Земли вокруг Солнца, 27-дневным эффективным периодом вращения Солнца вокруг своей оси, 28-дневным периодом обращения Луны вокруг Земли; 11- и 22-летними циклами солнечной активности и др.

Довольно часто наблюдается цикличность процессов, соответствующих половинам названных фундаментальных цикличностей. Одна из реальных возможностей

предварительной оценки предстоящей водности рек – анализ и учет крупных (вековых и внутривековых) циклов ее колебаний на перспективу: сезон, год, пятилетие, несколько пятилетий.

Нерегулярная составляющая изменчивости мощности природообусловленных источников энергии определяется множеством самых разнообразных факторов.

Значительный процент расходной части ТЭБ также природообусловлен (тепловая, осветительная, вентиляционная энергия; силовая сельскохозяйственная нагрузка; нагрузка на кондиционирование воздуха и др.). Потребление этой части энергии на соответствующие нужды определяется, в первую очередь, природно-климатическими факторами. Для природообусловленных потребителей характерны упомянутые циклы: суточные (освещение, вентиляция, кондиционирование) и сезонные (отопление, сельскохозяйственная нагрузка). Иногда циклы энергопотребления и циклы производства энергии находятся в противофазе (например, максимум потребностей на отопление в зимнее время и минимум возможностей производства солнечной энергии в это время).

Важность долгосрочного прогноза показателей, непосредственно влияющих на выработку природообусловленной энергии, несомненна. Надежный прогноз позволил бы регулировать работу соответствующих энергетических установок, минимизируя потери энергии. Например, непредвиденное маловодье на реках Ангаро-Енисейского каскада ГЭС (1976–1982 гг.), производящих более половины электроэнергии Сибири, истощило соответствующие водохранилища, что не могло обеспечить полной нагрузки ГЭС. Начиная с 1976 г. условия эксплуатации названных и других ГЭС на сибирских реках резко ухудшились, так как наряду с продолжающимся маловодьем на Оби и Енисее и заполнением водохранилища строящейся Усть-Илимской ГЭС, начался маловодный период в бассейне оз. Байкал. Общая годовая потеря «выработки» электроэнергии на всех ГЭС в 1982 г. оказалась почти равной среднемноголетней выработке Братской ГЭС. Сработка водохранилищ, в тот период в значительной степени, обусловлена отсутствием многолетнего их регулирования из-за незнания будущей гидрологической обстановки. За семь лет маловодья гидроэнергетики начали экономить воду, сдерживать сработку водохранилищ и максимально загружать тепловые электростанции.

Сток в 1984 г. оказался выше нормы, что не было предсказано и вынудило производить холостой водосброс. А это – напрасное сожжение значительной части топлива тепловыми электростанциями, нанесшее большой экономический ущерб. Холостой сброс воды по Красноярскому водохранилищу составил 1,8 км^3 (1,9 % годового притока), по Братскому водохранилищу – 4,5 км^3 (4,5 % годового притока). В итоге холостой сброс на реках Сибири привел к недопроизводству энергии – 1,4 млрд кВ·ч.

Другим примером являются непредвиденные суровые морозы зимой 1978–1979 гг. на европейской части России. Они вызвали состояние «энергетического голода» в данном регионе, приведшего к ограничению на потребление энергии и соответственно большим экономическим издержкам. Таким образом, возможность надежного долгосрочного прогнозирования природообусловленных составляющих энергетики позволила бы существенно повысить эффективность эксплуатации соответствующих энергетических установок, что является чрезвычайно важным для эффективного развития экономики в целом.

4.6.3. Основные этапы развития долгосрочного прогнозирования в СЭИ–ИСЭМ

В СЭИ–ИСЭМ, с приходом в институт в 1961 г. И.П. Дружинина начался период становления научного направления института – «Моделирования гидроэнергетических и геофизических процессов». В его монографиях [179-183] были изложены основные положения проблемы долгосрочного прогнозирования (ДП) для гидроэнергетики и водного хозяйства страны с определением путей ее решения. На рис. 4.31 схематично

представлены основные этапы развития направления по долгосрочному прогнозированию в ИСЭМ – СЭИ. Условно выделено пять этапов:

1960–1970 – становление школы ДП, возглавляемой И.П. Дружининым;

1971–1987 – формирование методологии и разработка методов ДП;

1988–1994 – переориентация школы ДП на методологию А.П. Резникова, после отъезда И.П. Дружинина в Хабаровский институт водных и экологических проблем Дальневосточного отделения РАН, в связи с избранием его на пост директора;

1995–2004 – разработка прогностической системы ГИПСАР и системного подхода к прогнозированию (тяжелый период, связанный с потерей в 2000 г. двух лидеров – акад. РАН И.П. Дружинина и проф. А.П. Резникова);

2005–2010 – адаптация к новым методам анализа и обработки данных, связанных с глобальным изменением климата.

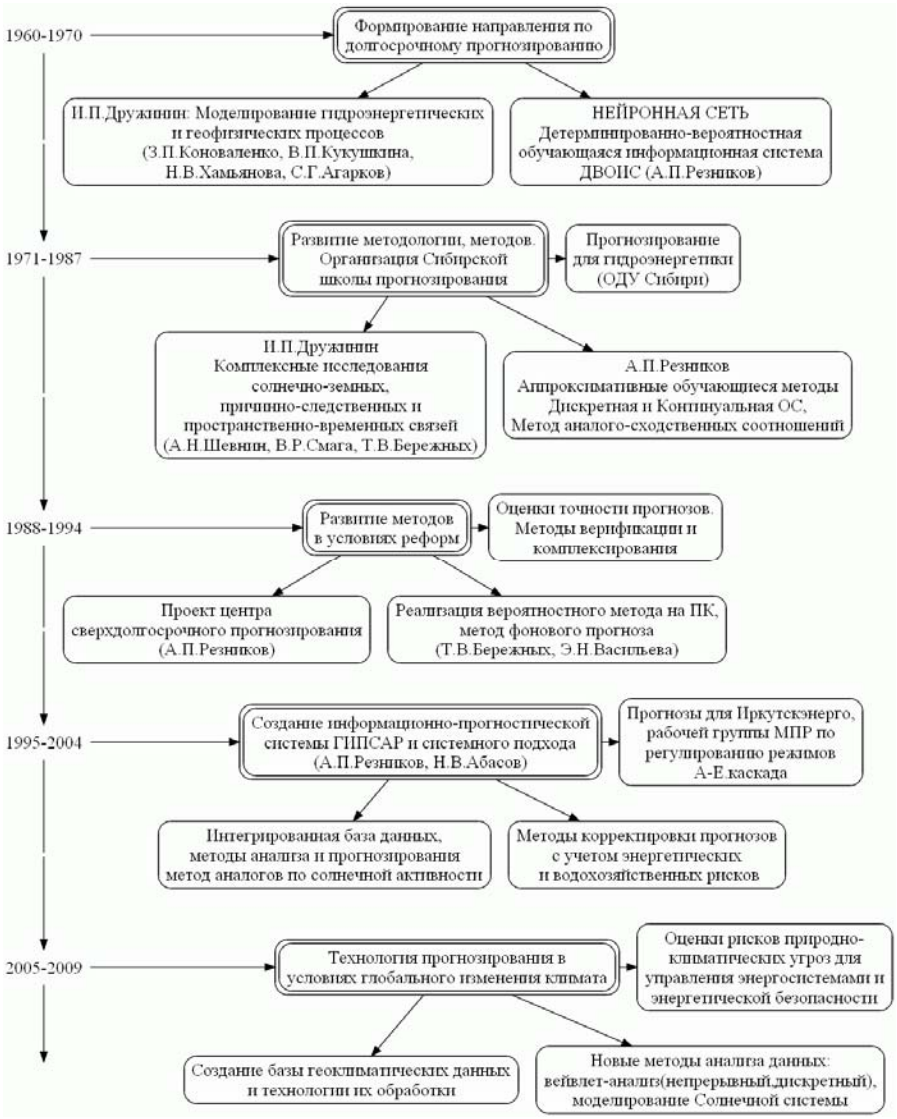


Рис.4.31. Основные этапы развития направления ДП природообусловленных составляющих энергетики в ИСЭМ.

Наиболее заметный вклад в решение задач ДП внесли: И.П. Дружинин, А.П. Резников, З.П. Коноваленко, Н.В. Хамьянова, В.П. Кукушкина, А.Н. Шевнин, Т.В. Бережных, В.Р. Смага, Э.Н. Васильева, Н.В. Абасов.

4.6.4. Вероятностный подход к долгосрочному прогнозированию И.П. Дружинина

Из различных подходов к ДП (см. рис. 4.31) в СЭИ–ИСЭМ было уделено значительно большее внимание стохастическим методам исследования, представленным на рисунке в нижнем ярусе методов: связям с солнечной активностью; выделениям серий событий с их вероятностями; аппроксимативным обучающимся методам.

Это предпочтение, на наш взгляд, в первую очередь было связано с необходимостью скорейшей разработки методов долгосрочных прогнозов речного стока в конкретной ограниченной перспективе, для оценки притоков в водохранилища строящихся каскадов ГЭС в Сибири и на Дальнем Востоке. Важными здесь факторами служили также доступность и надежность необходимой информации, реальная стоимость данных работ и их эффективность в случае надежных прогнозов. Например, расчеты прогнозов погоды на неделю по гидродинамическим моделям в те годы проводили на мощных ЭВМ в США.

В основу разрабатываемых И.П. Дружининым вероятностных методов положено новое представление о самой сущности межгодовой разницы стока рек, метеорологических изменений и других природных процессов в результате смены серий лет последовательного повышения и понижения показателей его интенсивности. Относительная частота их распределений для годовых показателей стока рек, атмосферных осадков, температур воздуха, атмосферного давления всех доступных на тот период рядов наблюдений, по данным процессам по всему земному шару представлена в табл. 4.15. Оказалось, что в природе наблюдается небольшое число разных по продолжительности серий, до 98,4 % из них составляют одно-, двух- и трехлетние серии.

Таблица 4.15. **Относительная частота появления серий повышения и понижения стока рек метеорологических элементов (годовые значения)** [182]

Гидрометеоэлемент	Число пунктов наблюдений	Число лет испытаний	Частота появления (%) серий продолжительностью (лет)						Доля (%) солнечно-обусловленных начал
			1	2	3	4	5	6	
Сток рек земного шара	419	16 846	68,0	24,0	6,55	1,36	0,08	0,01	36
Атмосферные осадки	65	5 080	72,0	22,8	4,6	0,50	0,10	0	38
Температура воздуха	103	5 732	73,0	22,0	4,58	0,37	0,05	0	38
Атмосферное давление	30	1 684	70	25,0	4,28	0,64	0,08	0	40

При этом необходимо отметить, что теоретическое распределение случайных последовательностей подобных серий имеет близкий к эмпирическому расклад серий [183], особенно при ограниченном периоде наблюдений. Несмотря на то, что полученные оценки внешнего сходства распределений серий природных и случайных последовательностей не дают оснований для утверждения их сходства по существу, особенно если иметь в виду, что серии лет повышений и понижений, например стока рек, явля-

ются результатом действия конкретных комплексов причин и факторов космического (солнечная активность, барицентр) и земного происхождения (атмосферная циркуляция, увлажненность территории), которые могут быть изучены и использованы для практических целей.

Это свойство (чередование серий) было использовано для прогнозных целей. Действительно, в конце каждого года возникает одна и та же задача – определить направление хода рассматриваемого процесса в будущем году. В принципе она может быть решена в каждом конкретном случае с большей или меньшей неопределенностью. В каждом будущем году вероятно осуществление не более трех возможностей:

1) продолжится сформировавшаяся в одном или нескольких предшествующих годах тенденция (повышения, понижения, постоянства рассматриваемых показателей процесса);

2) сохраняться те же показатели, что были в текущем году, т. е. произойдет перерыв серий подъема или спада или, если раньше эти показатели были стабильными, сформируется тенденция стабильного хода процесса;

3) произойдет перелом ранее сформировавшейся тенденции.

Таким образом, имеется небольшое конечное число возможных направлений хода процесса в будущем году, и в них необходимо сориентироваться. Это можно сделать, если будут заранее известны вероятности каждого из них или вероятности составленных из них комбинаций, что часто является непростой задачей. Наиболее надежным может быть прогноз перелома хода процесса в конце длительной серии повышения или понижения, например, трех или четырехлетней серии, а также появления новой серии после прохождения чрезвычайно редкого события, например высокой или низкой водности.

Оценки, на основании которых должен формулироваться тот или иной прогноз, могут быть получены для безусловных и условных вероятностей. Первые могут быть определены по многолетним рядам прошлых наблюдений (см. табл. 4.15). Условные же вероятности могут быть получены в результате исследований по выявлению причин переломов серий лет повышений и понижений.

Как показали исследования, проведенные И.П. Дружининым и Н.В. Хамьяновой в 1969 г. [180], одной из причин образования серий лет повышений и понижений многих природных процессов на Земле – являются резкие изменения солнечной активности (СА). Основой этого утверждения стало предположение о том, что в широко известных 11-летних циклах солнечной активности, представленных относительными числами солнечных пятен – числами Вольфа на ветвях подъема и спада названных циклов происходит значительное их изменение, а вблизи минимумов и максимумов наоборот изменения СА весьма незначительны. Столь быстрое уменьшение или увеличение СА аналогично внезапному появлению или исчезновению мощного фактора, который может привести к перестройке существующего режима атмосферы и гидросферы. При всей неопределенности при выделении из их числа СА таких, которые соответствуют изменению хода геофизических процессов, было принято эффективными считать приращения при $\Delta W \geq 7$, названные авторами «солнечными реперами», которые были достаточно жестко закреплены в ряду изменений СА. Как видно из табл. 4.15, доля солнечно-обусловленных начал новых серий составляет от 36 до 40 % в обобщенных рядах различных процессов. В конкретных же рядах ограниченной продолжительности эта величина может быть значительно ниже – всего лишь 25–30 %. Успешно прогнозируемые 11-летние циклы давали шанс через высокие оценки условных вероятностей начала новых серий в годы «солнечных реперов» повысить и надежность реальных прогнозов природных процессов.

Для приземной температуры воздуха одной из причин глобального характера появления начал новых серий повышения или понижения могли бы стать последствия влияния мощных вулканических извержений [183].

Одним, не до конца раскрытым свойством чередования серий лет повышений и понижений природных процессов, можно считать свойство их группирования во времени. Группировка однолетних серий, представляющая собой пару однолетних серий (одна – повышение, другая – понижение или наоборот), представляет собой двухлетний цикл, который может «работать» в отдельные периоды в течение продолжительного времени (до 10–20 лет подряд). Длительные серии (двухлетние и более) также группируются, особенно в рядах стока рек (как правило, их наблюдается не более пяти длительных серий подряд), в этот период двухлетний цикл практически отсутствует. Оценка двухлетней цикличности на основе группировок однолетних серий позволяет оценить их в среднем на уровне 38 % в ряде наблюдений. Причиной группирования однолетних серий могло бы быть открытие в конце 1950-х годов квазидвухлетнего цикла в чередовании восточных и западных ветров в экваториальной стратосфере. К настоящему времени ряды наблюдений за данным процессом составляют порядка 50 лет, а их влияние на погодные процессы общепризнанны, поэтому данная информация также может быть использована для повышения надежности прогнозов.

Выше были изложены последствия чрезвычайного по глубине и продолжительности маловодья 1976–1982 гг. на реках Сибири (притоках в водохранилища. Ангарского каскада ГЭС, см. рис. 4.30). Его начало совпало с минимумом очередного 21-летнего цикла СА и продолжалось до его максимума и еще два года спустя. К сожалению, прошедших за это время три «солнечных репера» ни как не отразились на чередование серий. Этот не очень удачный опыт прогноза с привлечением «солнечных реперов» может свидетельствовать о том, что ни одна прекрасно работающая ранее информация для прогноза не может быть одинаково надежной для последующих прогнозов в новых геофизических (например, эпохи преобладания зональных или меридиональных процессов и т.д.) и гелиофизических (например, продолжительность самого солнечного цикла от 9 до 13 лет и т.д.) условиях. Через 20 лет в 1996 г. после маловодья 1976–1982 гг. в стоке рек (притоке в водохранилища. Ангарского каскада ГЭС) начался очередной, пятый по счету в 100-м ряду наблюдений (1899-2009 гг.) в бассейне оз. Байкал маловодный период, удачно предсказанный в 1994 г. А.П. Резниковым и Т.В. Бережных [189] на основе метода фонового прогноза сибирских рек.

Анализ всех наблюдаемых маловодных периодов на оз. Байкал в 1899–1905; 1922–1929; 1954–1958; 1976–1982; 1996–2009 гг. показал, что они наступили последовательно от предыдущего к последующему соответственно через 22; 32; 22; 20 лет, т.е. преобладающим периодом, близким к удвоенному 11-летнему циклу СА (цикл Хейла). Период, равный 32 годам, близок к известному в климатологии циклу Брикнера продолжительностью 33 года. Периодичности, близкие к 22-летнему циклу СА, как показали зарубежные исследования, проявляются на разных континентах, особенно в условиях засух.

В результате применения метода наложенных эпох по выявлению влияния СА на маловодные периоды в бассейне оз. Байкал прогностические указания найдены для отдельных лет 11-летнего солнечного цикла. Приток в оз. Байкал в год минимума СА с вероятностью 70 % (или за год перед минимумом) и за год перед максимумом (или год после максимума) с вероятностью 76 % можно ожидать ниже нормы (0,89–0,92 от нормы). После максимума на пятый год с вероятностью 88 % можно ожидать приток выше нормы. На притоках остальных сибирских ГЭС проявляются свои особенности колебаний водности, в том числе по связи с СА, которые могут быть учтены при ДП.

Прогнозы по методике вероятностного прогноза гидрометеоэлементов с годовой заблаговременностью могут быть представлены в виде точечного значения (50 % обеспеченности) и в виде кривой условной обеспеченности. За период с 1974 по 1989 г. был подготовлен 81 независимый прогноз годового притока воды в водохранилища шести сибирских ГЭС, из них оправдались 65, т.е. около 80 %. Прогноз считался оправдавшимся, если фактическая величина попала в расчетный диапазон, отношение которого к многолетней амплитуде колебаний для указанных прогнозов составляет в среднем 56 %. Несмотря на высокую потребность в долгосрочных прогнозах, основных потребителей, в частности ОАО «Иркутскэнерго», могла бы удовлетворить точность прогнозов в пределах $^2/_3\ \sigma$ или среднего квадратического отклонения ряда, а что касается многолетней амплитуды, то прогнозный диапазон согласно данному требованию не должен превышать по крайней мере 25 % многолетней амплитуды. Поэтому в данном методе необходимо искать дополнительные источники информации для повышения надежности и точности прогнозов.

4.6.5. Методология долгосрочного прогнозирования А.П. Резникова

К середине XX в. проблема долгосрочных прогнозов привлекала внимание ученых всего мира, и было предложено множество подходов к ее решению. Так, в ИСЭМ СО РАН (СЭИ) А.П. Резников начал экспериментировать с нейронными сетями, создав их оригинальную систему прогнозирования – ДВОИС. Применяя эту систему, он успешно сотрудничал с коллективом лаборатории И.П. Дружинина. Внимательно изучив методы и подходы к решению задач ДП различных школ, он сумел положить обширнейший накопленный материал по ДП в основу собственной методологии (рис. 4.32), основы которой освещены в его монографиях [184, 185].

Рис. 4.32. Основы методологии ДП А.П. Резникова.

Методология опирается на три направления: исследование физики естественных процессов; организация информационного обеспечения поддержки; методы долгосрочного прогнозирования на основе специальных механизмов обучения, взятых из теории нейронных сетей. Для выявления особенностей долгосрочного прогнозирования А.П.Резников считал необходимым рассматривать:

– специфику развития природных процессов в многолетнем плане;
– адекватную этой специфике методологию прогнозирования;
– методические решения, направленные на осуществление этой методологии;
– эффективные способы программно-информационного обеспечения методов.

Фундаментальным гносеологическим свойством названного класса процессов является полная неопределенность их дальнейшего развития, не фиксируемая какими бы то ни было аналитическими зависимостями, т.е. априорное отсутствие математической модели. Такого рода математическая неопределенность частично обусловлена в свою очередь физической неопределенностью задачи – отсутствием знаний механизмов развития процессов, а отчасти неизвестностью полного набора влияющих факторов. Частной задачей названного типа является прогнозирование погодно-климатических показа-

телей, оказывающих влияние на все стороны жизни (социальную, финансовую, экономическую, техническую и т.д.). Эти условия являются одним из факторов государственной безопасности. Неопределенность здесь, даже применительно к кратковременному прогнозу («сегодня–на завтра»), весьма велика. С увеличением срока подтверждения прогноза она возрастает.

Эвристический принцип построения полуформализованных процедур аппроксимации скрытых закономерностей основывается на формулировке принципа причинности для случая изменчивости закономерностей. При этом, во-первых, принимается, что одинаковые комбинации причин вызывают одно и то же, и только одно следствие, т.е. одинаковым состояниям объекта (условиям прогнозирования) соответствуют одни и те же закономерности; во-вторых, на этом основании может быть сформулирован «вероятностный» вариант этого утверждения: чем меньше одно состояние исходного объекта отличается от другого, тем больше вероятность того, что этим двум состояниям соответствует одна и та же закономерность функционирования модельного объекта.

Следствием формулировки такого принципа причинности является необходимость выполнения для каждой комбинации текущих условий цепочки отбора информации из всей исходной совокупности данных [184]:

– последовательное сопоставление текущих условий прогнозирования со всеми комплектами условий, зафиксированных в отдельных образцах поведения объекта (исходной выборке);

– взвешивание результатов этих сопоставлений таким образом, чтобы их значимость была максимальной при полном совпадении условий, относительно большой – при мало различающихся условиях и уменьшалась по мере увеличения различий (или, наоборот, снижения сходства);

– выявление информационных составляющих исходных данных для получения текущего прогноза в соответствии с результатами выполнения двух предыдущих операций (сопоставления и взвешивания).

Названные операции оказалось целесообразно осуществлять с помощью мер сходства (или близости) состояний объекта. Свойства этих мер определяются системой постулатов, вводимых с учетом специфики прогнозируемых процессов, а также особенностей информационного обеспечения и своеобразия задачи.

В соответствии с названными принципами в ИСЭМ СО РАН А.П. Резниковым разработаны три прогностических метода, имеющих различные возможности:

1) аппроксимативная дискретная обучающаяся система (АДОС);

2) аппроксимативная континуальная обучающаяся система (АКОС);

3) метод аналого-сходственных соотношений (МАСС) [186].

Они применялись для прогнозирования с многолетней заблаговременностью солнечной активности, температуры воздуха, осадков, стока рек, приточности в водохранилища, оперативного прогнозирования электрических нагрузок энергетических систем с учетом природных факторов.

В конце 1980-х годов А.П. Резников начал активно заниматься проблемой создания центра сверхдолгосрочного прогнозирования на основе собственной методологии [187], а также с привлечением других подходов. К сожалению, жесткое реформирование экономики страны не позволило закончить эту работу.

4.6.6. Создание гибридной информационно-прогностической системы ГИПСАР

Переход от больших ЭВМ к персональным компьютерам был для А.П. Резникова болезненным в связи со значительными трудностями по адаптации разработанных методов к новому системному базису, так как реализованное на языке ФОРТРАН для

БЭСМ-6 программное обеспечение (ПО) включало достаточно большое количество эвристик, не имевших формального описания. Кроме того, сама программная технология создания аппроксимативных обучающих методов не только не включала достаточных средств по развитию ПО другими разработчиками, но и самому их создателю, что было связано с отсутствием опыта технологичности создания ПО на всех этапах жизненного цикла.

После тщетных попыток реализации методов на языке Паскаль А.П. Резниковым было принято решение о создании информационно-прогностической системы на новом системном базисе среды программирования ЗИРУС [188], разработанной в Иркутском вычислительном центре. Эта среда программирования опиралась на гибкую и эффективную модель динамических объектов и позволяла эффективно интегрировать в единую систему разнородные по содержанию компоненты. В базисе среды заложено три уровня представления данных, программ, знаний: концептуальный (логический), внешний (текстографический) и внутренний (машинный) со способами преобразования представлений концептуального на внешний и внутренний уровни. В общем случае система, построенная на такой модели данных, состоит из набора пакетов сегментов, названного *глобальной средой данных*. Реализованные в среде инструментальные компоненты на основе описанной модели данных включают: ядро среды, поддерживающее модель данных и включающее минимально необходимый инструментарий для создания компонентов среды; пакеты диалогового взаимодействия для организации диалога (с графической поддержкой); гипертабличный редактор совместно с редактором форм для подготовки и просмотра сложных иерархических и сетевых моделей данных; пакеты поддержки интерфейсов обмена данными и др. Особую роль в среде составляет компонент интеллектуальной поддержки в виде языка описания логико-функциональных связей ОЛФИС, эффективно применяемого для задач по проверке целостности данных, так и для оперативной обработки различных эвристических связей, используемых для прогнозирования.

Реализованная в среде ЗИРУС информационно-прогностическая система ГИПСАР [189] включает несколько методов прогнозирования, анализ исходной и прогностической информации, развитую базу данных, инструментарий для верификации алгоритмов, средства ввода исходной информации (в разных формах) и формирования выходных прогностических документов. База данных содержит: архивы исходной информации в виде статистических временных рядов; параметры настройки методов; архив выходной информации в виде прогностических траекторий, дополнительную информацию, связанную с алгоритмами статистической обработки рядов (скользящее осреднение, интегрально-разностные кривые и др.). В систему был включен также вероятностный метод ДП (по И.П.Дружинину) в виде внешнего адаптированного модуля. Конфигурация системы неоднократно изменялась (за счет мощных средств по ее развитию). Устойчивой же ее конфигурацией стали три компонента:

– управление архивами данных;

– анализ данных;

– методы прогнозирования, верификации и комплексирования.

Оперативная визуализация данных с гибким интерактивным взаимодействием позволяла проводить различные прогностические эксперименты по подбору различных эвристических параметров и настроек обучающихся, оптимизационных и верификационных подвыборок. К концу XX в. система ГИПСАР стала базовым инструментом для исследований по широкому спектру вопросов проблемы ДП.

4.6.7. Опыт долгосрочного прогнозирования

В системе ГИПСАР в качестве базового был реализован метод аналогосходственных соотношений с набором расширений по выделению и обработке аналогов

исследуемого образца. Опытная эксплуатация системы выявила множество проблем, связанных с выбором искомого прогностического решения из множества формируемых при разных настройках параметров обучения. Реализация непрерывной и дискретной обучающих систем не позволила качественно изменить результат, так как неопределенность предсказания только возросла. В связи с этим была разработана специальная методика уточнения вероятностных форм представления ДП [190], позволившая частично решить проблему. Проблема точности и надежности ДП описана в [191]. Энергетическая значимость ДП и методика уточнения прогностических распределений с учетом риска изложена в [189, 192–193]. Риск наступления неблагоприятных процессов (например, усугубления маловодных процессов) можно учитывать в период изменения прогностических распределений в сторону его увеличения. Как частный (предельный) случай подобного подхода можно рассматривать прогностические распределения, по форме и диапазону совпадающие с эмпирическими или их теоретическими эквивалентами.

Несмотря на сложные взаимоотношения Института с ОАО «Иркутскэнерго» и ее скепсис по отношению к возможностям ДП (в практическом применении через корректировку диспетчерских графиков), эта организация была вынуждена несколько раз заключать договоры с ИСЭМ на формирование прогностических показателей составляющих гидроэнергетического потенциала (2003 г., 2005–2006, 2009–2011 гг.), что было связано со специфическими особенностями маловодного периода (1996–2009 гг.) на оз. Байкал. Жесткие требования к прогностическим показателям ($2/3\sigma$) со стороны заказчика потребовали значительных усилий для повышения надежности методов ДП в условиях глобального изменения климата. Прогнозы притока в оз. Байкал с требуемой точностью полностью оправдались, а в Братское водохранилище – только по тенденциям, причем прогностические показатели гидроэнергетического потенциала соответствовали допустимому диапазону.

4.6.8. Применение новых информационных технологий в долгосрочном прогнозировании

Конец XX в. ознаменовался значительными изменениями глобального климата, связанными с повышением температур воздуха в большинстве районов Земли, что вызвало создание множества крупных программ по моделированию климата и анализу различных вариантов его последствий в будущем. Глобальное изменение климата за последние 30 лет привело к нарушению ранее найденных причинно-следственных и пространственно-временных связей для различных гидрологических и природно-климатических параметров многих регионов, включая бассейн оз. Байкал, что повлияло на надежность и точность долгосрочных прогнозов.

Длительная эксплуатация системы ГИПСАР для долгосрочного прогнозирования показала, что учет глобальных тенденций в виде лишь отдельных внешних факторов, таких как, минимальные площади льдов Арктики, температуры отдельных арктических регионов, хоть и позволяет повысить качество прогностических показателей за счет найденных сильных корреляционных связей, но не достаточен для надежного предсказания в современных условиях.

На основе открытых источников (NOAA, GPCC) в ИСЭМ была создана геоклиматическая база для сеточных данных ($2{,}5 \cdot 2{,}5^{\circ}$) в суточном разрешении по следующим основным показателям: приземные температуры воздуха; давление; осадки; меридиональная и широтная скорости ветра; относительная влажность; скорость изменения давления по высоте и др. Структура специально разработанного формата (оперативное хранилище сеточных данных) представления геоклиматических показателей, включающего суточные и агрегированные данные с таблицами исключений и включений, совместно с технологией визуализации различных проекций (рис. 4.33). Она содержит

две ветви обработки: непосредственную обработку и агрегирование данных; поиск и настройка шаблона карты для нанесения на нее сформированных данных.

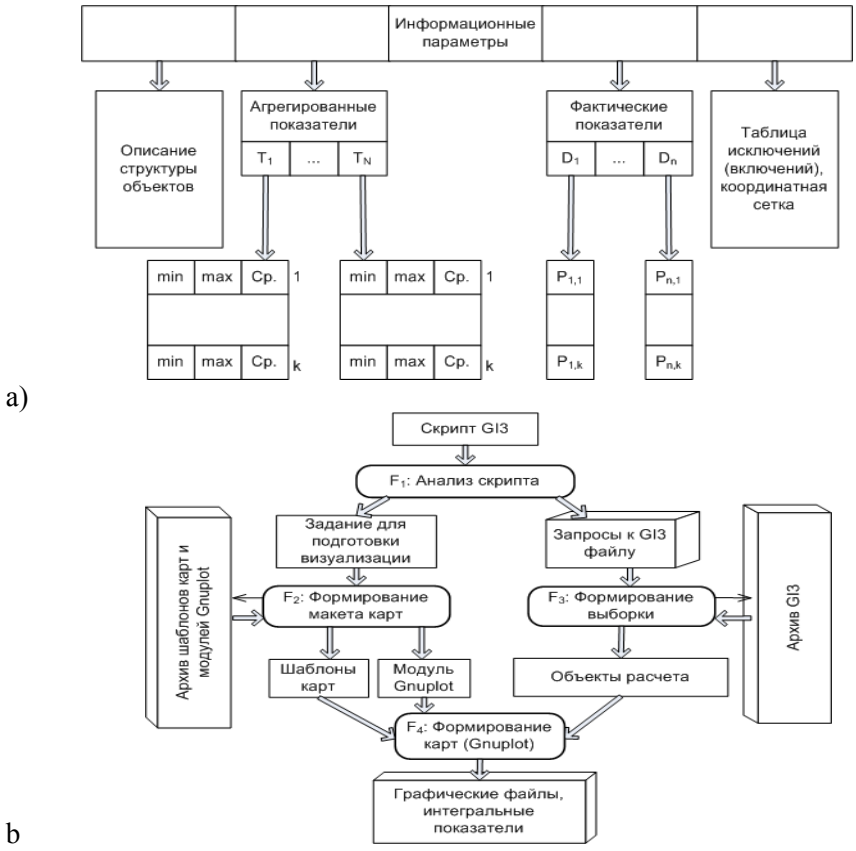


Рис. 4.6.7. Структура (a) и технология визуализации (b) геоклиматических данных.

Существенное изменение информационно-вычислительных технологий за последние 10 лет (прежде всего из-за новых методов взаимодействия по каналам сети Интернет и организации параллельных и распределенных вычислений) потребовало модернизации базисного программного обеспечения системы ГИПСАР. Именно по этим причинам создание новой версии ГИПСАР-2 (простого перевода на платформу Win32) было приостановлено. В настоящее время разрабатывается новая концепция базисного системного обеспечения для эффективной поддержки асинхронного взаимодействия процессов в параллельной и распределенной средах.

Актуальная необходимость обработки геоклиматических данных потребовала разработки мобильных технологий [194] с использованием гибких свободно-распространяемых программных продуктов: Lua – язык управления и реализации вычислительных алгоритмов со специальными методами расширения библиотеки встроенных функций (включает императивную, объектно-ориентированную и функциональную парадигмы); Gnuplot–система построения двух- и трехмерных графиков; XnView – универсальный визуализатор графических файлов; SciTE – универсальный редактор текстов программ и различных параметров.

На рис. 4.34 представлены сравнительные характеристики глобального изменения климата для различных сезонов (год, зима, лето) Северного полушария по приземным температурам воздуха и давлению. Как следует из рисунка, в результате глобального

изменения климата произошло заметное повышение зимних температур воздуха и понижение давления зимой в Арктике и в Восточной Сибири. Дополнительные исследования по взаимосвязи климатических изменений в Арктике с притоком воды в оз. Байкал показали наличие нелинейной обратной корреляционной связи между площадью льда Арктики и исследуемым притоком. А это вынуждает более тщательно изучать проблемы изменения климата, существенным образом влияющего на гидроэнергетический потенциал Ангарского каскада.

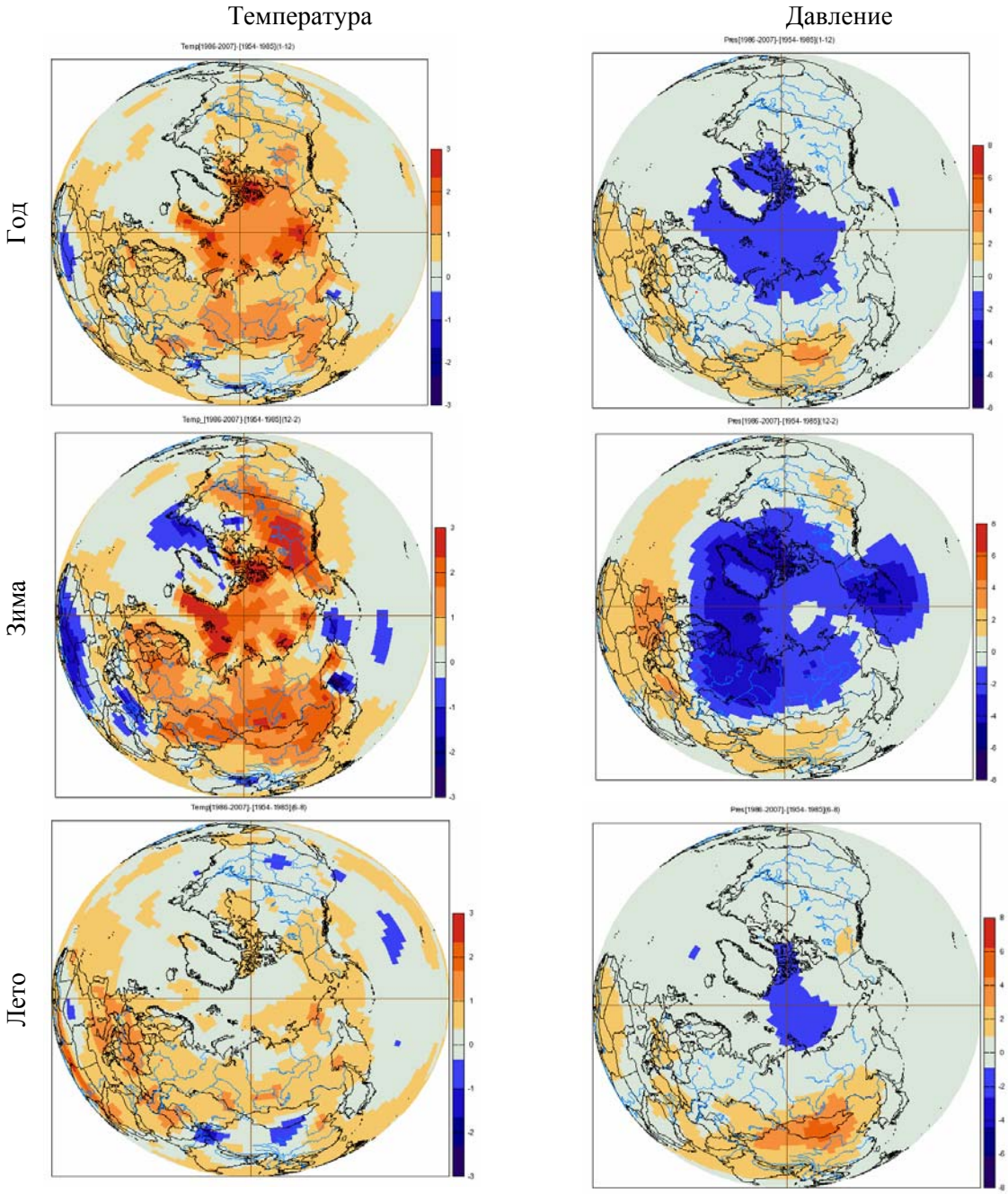


Рис. 4.34. Карты изменения климатических показателей между периодами 1948–1977 и 1978–2007 гг.

В настоящее время создана база геоклиматических данных суточного разрешения по 17 слоям до 30 км, занимающая около 50 Гб и позволяющая реализовывать различные разностные схемы динамики изменения состояния атмосферы с выделением наиболее значимых факторов, влияющих на климат региона, с возможностью моделирования на мощных вычислительных кластерах.

Применение вейвлет-анализа. Эффективная разработка аппарата вейвлет-преобразований (со значительно большими возможностями по сравнению с Фурье-преобразованиями) в конце XX в. получила широкое признание в различных областях обработки статистической информации. В ИСЭМ была разработана специальная методика [195] использования этого аппарата для непрерывного и дискретного вейвлет-преобразований.

Для визуализации структуры временного ряда и определения его спектральных характеристик используется непрерывное вейвлет-преобразование в виде:

$W(a,b)=\frac{1}{\sqrt{a}}\int_{-\infty}^{\infty} f(t)\cdot\psi^{*}\left(\frac{t-b}{a}\right)$, где $\psi(t)$-базисная вейвлет-функция ($\psi^{*}(t)$-комплексно-сопряженная), удовлетворяющая условиям: $\int_{-\infty}^{\infty}\psi(t)dt=0, \int_{-\infty}^{\infty}|\psi(t)|^{2}dt<\infty$; a – временной масштаб, b – параметр временного сдвига.

Разработанные программные компоненты вейвлет-анализа позволяют формировать вейвлетограммы для разных базисных вейвлет функций. Структура компонентов включает три основные модуля: вычислительный; управляющий и графический визуализатор через гибкую кроссплатформенную систему GnuPlot. Вейвлетограммы позволяют выделить периоды вековой и внутривековой цикличности: продолжительность, интенсивность, устойчивость, а также совпадение, расхождение или запаздывание относительно друг друга всех особенностей временных колебаний водности сравниваемых процессов.

Для анализа структуры временных рядов по притокам в Братское водохранилище и оз. Байкал в качестве базисной вейвлет-функции использована Mhat-функция $\psi(t)=(1-t^{2})\cdot e^{-t^{2}/2}$, позволяющая оценить как частотные, так и амплитудные характеристики. Сравнительные вейвлетограммы двух процессов (верхняя часть для одного ряда и нижняя для другого) показаны на рис. 4.35.

Из рис. 4.35, а видно, что вековые и внутривековые колебания годового притока в оз. Байкал и Братское водохранилище примерно совпадали до середины 1990-х. Вековой период пониженной водности на оз. Байкал начался в 1976 г. и продолжается по настоящее время, с внутривековым периодом повышенной водности (1983–1995 гг.). В боковом притоке в Братском водохранилище, в отличие от притока в оз. Байкал, вековой период повышенной водности в 1975 г. не закончился и продолжается по настоящее время. На его фоне отчетливо проявились: маловодье 1976–1982 и 1991–1999 гг., многоводье 1983–1990 и 2001–2006 гг. Характер изменения водности квартальных притоков в целом близки к годовым, но наибольшее их различие проявилось в III квартале (рис. 4.36, с).

Для построения интегрального вейвлет-спектра (рис. 4.36) использован базисный вейвлет Морле $\psi(t)=\sqrt{\pi F_{b}}\,e^{i2\pi F_{c}t}e^{-t^{2}/F_{b}}$ (F_{b}=12 – полоса пропускания, F_{c}=1 – центральная частота), позволяющий наиболее точно выявлять частотные характеристики исследуе-

мого процесса. В табл. 4.16 приведены значимые периодичности для рассматриваемых притоков.

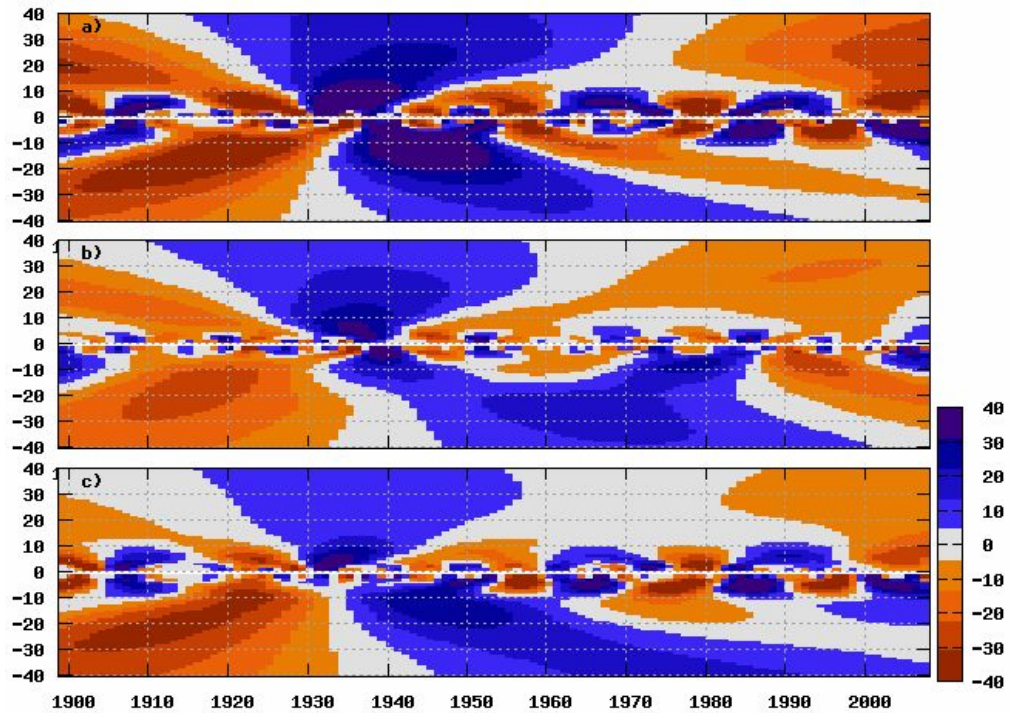


Рис. 4.35. Сравнение вейвлетограмм (Mhat-вейвлет) притоков в оз. Байкал (верхние части) и Братское водохранилище (нижние части): a – годовые; b) II квартал, c) III квартал

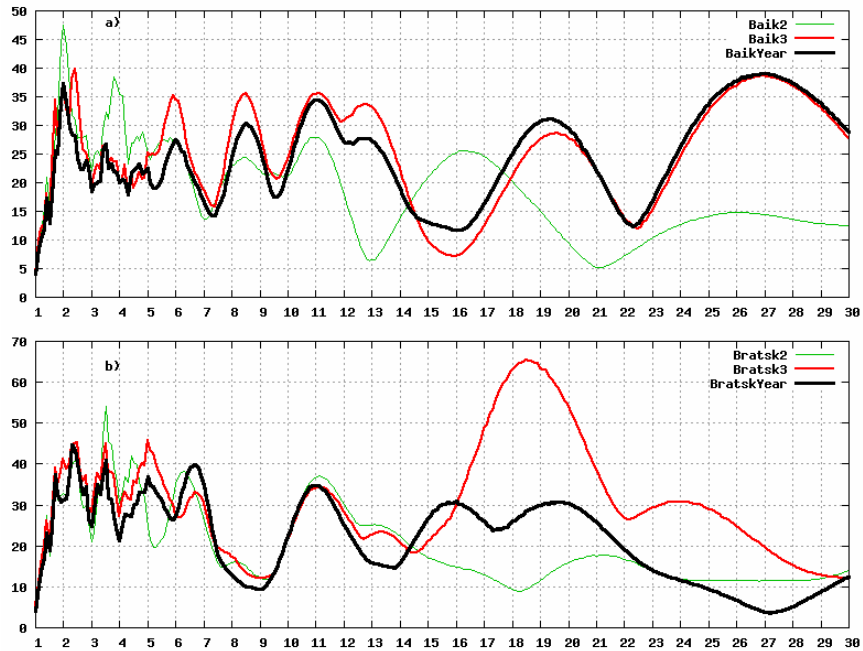


Рис. 4.36. Спектральные характеристики Байкала (a) и Братское водохранилище (b)

Таблица 4.6.2 **Основные спектральные характеристики притоков в оз. Байкал и Братское водохранилище**

Объект		Периодичности (годы)							
Байкал	Год	2	3,4	6	8,5	11	12,7	19,4	27
	II квартал	2	3,8	4,8	5,6	8,4	10,9	16,3	26
	III квартал	2,4	3,4	5,9	8,5	11,1	12,7	19,5	27
Братское водохранилище	Год	2	2,4	3,4	5	6,6	11	15,8	19,5
	II квартал	2,4	3,4	4,4	6,3	11	21,2		
	III квартал	2,4	3,4	5	6,6	11	13,3	18,5	24

Исследования по анализу спектральных характеристик для разных подвыборок показали незначительные различия выделенных частот и существенное – более низких. На высоких частотах (менее 5 лет) наблюдаются достаточно сильные шумы, для уменьшения которых требуется применение дополнительных фильтров. Во всех процессах устойчиво проявляется 11-летний солнечный цикл. Для III квартала притока в Братское водохранилище выделяется цикл в 18,5 года, по-видимому, связанный с лунным приливным циклом (18,6 года) и частично с колебанием Солнца относительно центра массы солнечной системы (19,5 года). Последняя цикличность отчетливо проявляется для притоков в оз. Байкал (годовой и III квартальный). Характерная цикличность в 27 лет для оз. Байкал, вероятно, связана с циркуляцией атмосферы 24; 25; 33,5 года для меридионального (C), западного (W), восточного (E) типа циркуляции, согласно типизации Вангенгейма–Гирса. Разработанная технология обработки геоклиматических данных совместно с различными методами вейвлет-анализа и работоспособной системой ГИПСАР позволила перейти на качественно новый уровень решения задач ДП в условиях изменяющегося климата.

4.6.9. Анализ эффективности долгосрочного прогнозирования и перспективы его дальнейшего развития

Направление ДП в Институте развивалось неравномерно: мощные подъемы чередовались с медленными спадами, что связано, прежде всего, с его лидерами – акад. РАН И.П. Дружининым и проф. А.П. Резниковым. Отъезд И.П. Дружинина в конце 1980-х в г. Хабаровск значительно ослабил школу ДП. Полная переориентация на методологию А.П. Резникова не могла удержать тот высокий уровень исследований по двум основным причинам: 1) в условиях жесткого реформирования экономики страны для решения перспективных задач, к которым относится направление ДП, просто не хватало ресурсов; 2) многие сотрудники в этих условиях не могли далее заниматься ДП.

Однако, несмотря на кризисное время 1990-х, была создана оригинальная информационно-прогностическая система ГИПСАР, позволившая проводить широкие исследования в области ДП. К сожалению, уход из жизни в 2000 г. двух основателей направления, а также значительное глобальное изменение климата существенно ослабили эффективное решение прогностических задач. Именно в это время начали давать сбои многие найденные ранее пространственно-временные закономерности и даже методики (например, ориентация на изменение солнечной активности). Что касается аппроксимативных обучающихся систем, то при эксплуатации системы ГИПСАР выявилась новая проблема в выборе правильного прогностического решения из множества выдаваемых системой разными методами с различными параметрами обучения и настроек. Поскольку возможности получения категорического прогноза (траектории с заданной ошибкой по методологии А.П. Резникова) на данном этапе отсутствовали, значительные усилия были направлены на решение различных задач риска (энергетические,

водохозяйственные и риски самих прогностических показателей, влияющих на принятие решений). В [193] был предложен экономический механизм повышения качества прогнозирования.

Среди наиболее значимых, полученных в рамках научной школы И.П. Дружинина, с современной точки зрения результатов, можно отметить следующие:

1) организационные: формулировка проблемы ДП в качестве народнохозяйственной задачи;

2) теоретические: создание методики ДП (с реализацией вероятностного метода) на основе комплексного исследования цикличности природных процессов и их связей с гео- и гелиофизическими процессами;

3) методически-информационные: подготовлены обширные архивы информации по различным процессам и проведены широкомасштабные расчеты по обоснованию серий лет повышения-понижения природных процессов.

К сожалению, не оправдалась придаваемая им высокая значимость солнечной активности (солнечные реперы) для ДП в широком аспекте.

К основным результатам, полученным под руководством А.П. Резникова, можно отнести:

1) теоретические: создание методологии ДП на основе изучения физики естественных процессов с аппроксимативными обучающимися методами, включающими многоступенчатую оптимизацию;

2) методически-информационные: создание банка данных динамики естественных процессов, включая расчетные модели координат барицентра Солнечной системы, приливные силы и др.

В методологии А.П. Резникова не оправдалась гипотеза о получении устойчивого единственного прогностического решения, несмотря на применение более совершенных математических методов. Аппроксимативные методы (как специальный вид нейросетевых методов), хотя и сужают в значительной мере неопределенность по возможным прогностическим решениям, но не способствуют выбору правильного решения в принципе, что требует отдельных исследований.

Если на начальных этапах развития ДП каждый метод предполагалось включать в общий банк методов, то на современном этапе накоплено достаточно большое количество универсальных и специализированных подходов прогнозирования не только не снижающих диапазон предсказания, но, зачастую, повышающий неопределенность выбора искомого решения.

В связи с глобальным изменением климата к проблеме его прогнозирования присоединились ведущие школы многих стран с подключением мощных технологий компьютерного моделирования на вычислительных кластерах. Проводятся более глубокие исследования временных рядов на основе различных видов вейвлет-преобразований, построения и исследования их структурных моделей [196].

Маловероятно, что эффективность ДП современного этапа может быть достигнута при создании только одного совершенного метода прогнозирования. Скорее, она осуществима только при комплексном взаимодействии:

– теоретических исследований в области физики естественных процессов;

– математических методов анализа и обработки информации;

– гибких развиваемых информационно-вычислительных технологий;

– имитационных моделей гидроэнергетического потенциала с учетом ДП и функционирования природно-зависимых энергетических систем;

– специальных механизмов оценки риска и надежности прогнозов.

Несмотря на сложность проблемы ДП, предел надежного предсказания будущей энергетически значимой природно-климатической обстановки не достигнут. Авторы

считают, что уникальный накопленный опыт ДП в ИСЭМ СО РАН, новые методы в сочетании с новыми информационно-вычислительными технологиями и интеллектуальной поддержкой принятия решений позволят исследователям-прогнозистам существенно снизить неопределенности предсказания поведения природно-зависимых энергетических процессов.

4.7 Системные исследования взаимодействия с природной средой при управлении развитием ТЭК

4.7.1 История экологических исследований в Институте

Воздействие человека на природную среду уже в середине прошлого века стало важным фактором всех сторон жизнедеятельности общества. Появились первые прогнозы об истощении природных ресурсов, о быстром росте численности населения, загрязнении природной среды и эколого-экономические оценки последствий развития цивилизации, что нашло отражение в работах Дж. Форрестера, Д. Медоуза, Р. Пэнтла, В. Леонтьева, Д.Форда [197-200] и др. При этом проблемы взаимодействия энергетики и окружающей среды стали обсуждаться на крупных совещаниях по защите воздушного и водного бассейнов, проводимых в СССР, на конгрессах мировой энергетической конференции, в комиссиях СЭВ, ООН и других международных форумах в конце 60-х – начале 70-х годов [201–203].

В Российской Федерации первые исследования проблем взаимодействия энергетики и окружающей среды можно связать с развитием ядерной энергетики и пуском в СССР в 1954 г. первой в мире атомной станции. В выполнявшихся в то время исследованиях, советские ученые детально рассматривали многие частные проблемы энергетики: улавливание золы из уходящих дымовых газов, снижение выбросов оксидов серы и азота, делали расчеты эффективного рассеивания выбросов, влияние на природную среду водохранилищ ГЭС и др.

Однако исследования, комплексно рассматривающие природоохранные аспекты управления развитием и эксплуатацией объектов в энергетике и составляющих ее системах, появились в конце 70-х – начале 80-х годов прошлого века: работы [204-209] Ф.В.Скалкина, А.А. Канаева, И.З. Коппа, Л.А. Мелентьева, М.А. Стыриковича, Э.Э. Шпильрайна, Л.А. Рихтера, Л.И. Кроппа, Г.М. Мкртчяна и др.

В 1976 г. по инициативе директора СЭИ СО АН СССР академика Л.А.Мелентьева была создана лаборатория экологических проблем энергетики Сибири, которая вошла в состав отдела моделирования и оптимизации теплосиловых систем. Ядром лаборатории стала группа сотрудников, которая с 1967 г. занималась выбором сначала допустимых строительно-конструктивных, а потом и оптимальных схемно-технологических решений для магистральных газо-, нефте-, водо- и теплопроводов в условиях мерзлых грунтов. Кроме трубопроводов, объектами прикладных исследований являлись скважины и подземные низкотемпературные хранилища природных газов.

Импульсом для вхождения в задачи математической физики (расчет полей в сплошных средах) стала просьба института «Иркутскгражданпроект» помочь в расчете стационарного двухмерного температурного поля в узлах нетиповых конструкций[4]. Проектировщики приняли к использованию разработанную программу для БЭСМ-2 и ее усовершенствовали (А.Л. Ершова). Второй, решающий импульс – это заказ ВНИИгаза на разработку методики расчета нестационарного теплообмена трубопроводов большого диаметра для срочной реконструкции газопроводов Бухара–Урал и Сред-

[4] До этого на аналоговой вычислительной машине в лаборатории теплоснабжения были выполнены расчеты для определения допустимой длины (незамерзающего участка) магистральных водоводов, проложенных в слое сезоннопромерзающего грунта, как это делалось в Иркутске без теоретического обоснования

няя Азия–Центр. Использование результатов расчетов СЭИ позволило получать заказы на подобные по разработанным методикам исследования для газопроводов в многолетней («вечной») мерзлоте от приполярных и заполярных месторождений Тюменской области. Проводились совместные работы практически со всеми головными институтами Мингазпрома, Миннефтепрома и Миннефтегазстроя СССР.

Эти исследования следует отнести к инженерной экологии – в сущности, это оценка взаимодействия одной из подсистем ТЭК (трубопроводный транспорт энергоносителей) с природной средой для выбора оптимальных технико-технологических решений, обеспечивающих устойчивое состояние природного и технического элементов системы.

В качестве примера выбора допустимого и оптимального режима работы газопроводов (рис. 4.37) продемонстрирована динамика восстановления мерзлоты в основании газопровода [210]. Проектами предусматривается работа газопроводов лишь при регламентном охлаждении газа, однако неизбежно длительное нарушение этого регламента, особенно в начале эксплуатации.

Цифры на кривых соответствуют разным режимам работы двухступенчатой системы аппаратов воздушного охлаждения (АВО) и холодильных машин (ХМ): *1* – разность температур газа на выходе из АВО и наружного воздуха зимой Δt=10 ˚С, температура газа после ХМ летом (˚С*)*:$t_г$= - 2; *2* − Δt=10, $t_г$= -7; *3* − Δt=10, $t_г$= -10; *4* − Δt=10, $t_г$= -2; *5* − Δt=5, $t_г$= -10 ˚С.

После официального создания упомянутой лаборатории, в состав которой вошли Г.В. Алексеева, Н.Я. Бирюкова, А.А. Кошелев, В.В. Мирошниченко, Л.Н. Островская, В.А. Тарабрин, И.М. Янышева, продолжались и развивались исследования трубопроводов:

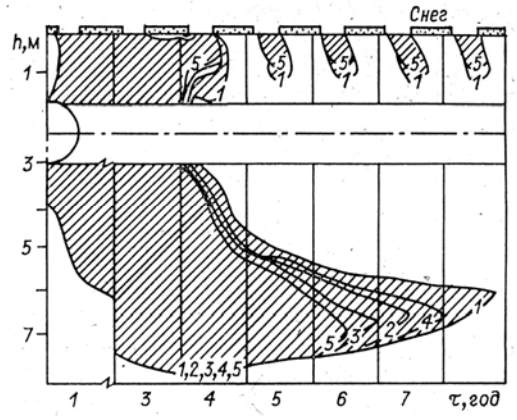


Рис. 4.37. Динамика восстановления мерзлоты в основании газопровода (d=1,4 м, h=2,5 м), протаявшей за четыре года эксплуатации без охлаждения газа ($t_г$=40 ˚С).

− прикладные (газопроводы, газохранилища, теплопроводы, нефтепроводы);

− методические (совершенствование алгоритмов применительно к особенностям объектов);

− фундаментальные (универсализация разработанного алгоритма расчета многомерных нестационарных температурных полей в системе «цилиндрический источник − полуограниченный массив» с граничным условием пятого рода − условием Стефана при сочетании одновременных разнонаправленных фазовых переходов.

Значимость, фундаментальность, результативность этих исследований подтверждается межотраслевой пригодностью алгоритмов. Они были реализованы для оптимизационных расчетов в горном деле, металлургии, геологии, гражданском строительстве. Результаты работ опубликованы в классических журналах и в Докладах АН СССР [211, 212].

К фундаментальным следует отнести и обобщение результатов прикладных многовариантных исследований в виде общих зависимостей теплообмена с грунтами подземных трубопроводов разного назначения в широком диапазоне параметров.

Итогом многолетних исследований по созданию вычислительного обеспечения тепловых расчетов для трубопроводов был выпуск Сборника программ теплового и гидравлического расчета трубопроводов различного назначения на мерзлоте при неизотермическом транспорте газа (программы «Труба», «Нефть», «Подзем») и тепла при двухтрубной прокладке в непроходном канале («Канал»). Руководитель работ А.А. Ко-

шелев, исполнители Г.В. Алексеева, Т.Н. Ворожцова, Р.П. Деканова, В.В. Мирошниченко, В.А. Тарабрин, И.М. Янышева (1981 г.).

Эти программы, с описаниями алгоритмов, блок-схемами, инструкциями и контрольными примерами расчетов, вошли в следующие официальные материалы:

1) «Методика теплового и гидравлического расчета на ЭЦВМ магистральных газо- и конденсатопроводов в мерзлых грунтах», утвержденная начальником Технического управления Мингазпрома (1982 г).

2) «Методические указания по расчету теплового режима трубопроводов тепловых сетей в невентилируемых каналах в условиях многолетнемерзлых и сезоннопромерзающих грунтов», утвержденные директором «СибВНИПИэнергопром».

Этими материалами завершена методическая часть начатых в 1967 г. исследований для вычислительного обеспечения управления эксплуатацией и развитием систем трубопроводного транспорта энергоносителей.

Отдельная экологическая лаборатория создавалась с основной целью сосредоточить усилия на разработке методологии и методических подходов к выбору принципиальных направлений развития ТЭК как совокупности больших систем энергетики. Для оценки целесообразности выполнения в СЭИ исследований этого направления в качестве поисковых были поставлены две задачи:

– оценка возможных масштабов и вариантов создания и развития Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса как объекта, уникального по возможностям сосредоточения производственных мощностей по добыче и использованию бурых углей (ответственный исполнитель – Г.В. Ташкинова);

– оценка эффекта централизации теплоснабжения городов Сибири с позиций уменьшения задымленности их атмосферы (В.В. Мирошниченко).

Затем возникла задача экологического обоснования перевода теплоснабжения прибрежной полосы Байкала на электроэнергию в рамках подготовки Постановления ЦК КПСС и Совмина СССР 1987 г. по охране природного комплекса Байкала (ответственный исполнитель – О.Б. Сутырина).

Результаты исследований методического и прикладного характера проанализированы и обобщены в двух докладах на международном совещании «Методология учета экологических факторов при управлении развитием энергетики» в рамках многостороннего сотрудничества академий наук социалистических стран (раздел «Физико-технические проблемы энергетики»), Щирка, Польша, октябрь 1988 года (доклады опубликованы институтом ENERGOPOMIAR, Катовице, ПНР).

Доклад Г.В. Ташкиновой, Р.П. Декановой «Опыт применения экономических оценок при выборе решений для крупных объектов энергетического комплекса (на примере КАТЭК)» содержал сопоставительный анализ результатов различных подходов к экономическому учету экологического ущерба для выбора оптимальных природоохранных решений на примере снижения содержания механических и химических загрязнений в дымовых газах. Отдельные результаты таких пионерных исследований опубликованы в [213].

Во втором докладе С.А. Гусельникова, А.А. Кошелева, О.Б. Сутыриной «Эколого-экономические аспекты управления развитием региональных энергетических комплексов»:

− предложен метод картографической оптимизации, реализованный в комплекте тематических карт, наложение которых позволяет определить допустимое и оптимальное размещение промышленных объектов на рассматриваемой территории,

− составлена комплексная схема экологического потенциала территории на примере КАТЭКа с помощью разработанного метода (картографической модели) по результатам анализа возможностей водоснабжения намеченных к сооружению объектов, условий

рассеивания выбросов в атмосфере, размещения месторождений угля, сельскохозяйственных земель и промышленных центров;

− построена классификация геологических, криологических и климатических условий для территорий потенциально возможного сооружения газопроводов;

− выполнено зонирование территории антропогенного влияния на природный комплекс Байкала (термины «Байкальская природная территория (БПТ)» и «центральная экологическая зона БПТ» введены географами позже, причем с энергетическим районированием это в деталях совпадает). Для энергетических объектов по каждой зоне предложены принципиальные и конкретизированные решения в части выбора схем и источников энергоснабжения, видов топлива, способов его сжигания, прокладки энергетических коммуникаций.

Работы, связанные с энергоснабжением Байкальской зоны, обеспечивающим рациональное ресурсопользование, продолжаются и в настоящее время.

Результаты многолетних исследований как методического, так и научно-прикладного характера обобщены в коллективной монографии «Экологические проблемы энергетики» [214], удостоенной диплома и премии на конкурсе фундаментальных исследований СО АН СССР за 1990 г.

В 1994 г. по заказу ПО «ВостСибуголь» осуществлена дифференцированная в зависимости от условий рассеяния дымовых выбросов комплексная оценка потенциальной технологической опасности сжигания углей, добываемых в Красноярском крае, Иркутской и Читинской областях и Республике Бурятия (Б.Б. Чебаненко, А.А. Кошелев). При этом был модернизирован показатель обобщенной вредности топлива по трем составляющим, связанным с содержанием: минеральной части, серы и азота; набора микроэлементов разных классов опасности; естественных радионуклидов.

С октября 1996 г. экологические исследования продолжаются во вновь созданной лаборатории энергоэкологического мониторинга во главе с С.П. Поповым.

4.7.2 Результаты решения некоторых прикладных задач

(1) Эколого-экономический анализ вариантов создания и развития КАТЭК. Значимость решения экологических проблем для КАТЭК обусловлена, во-первых, сосредоточением крупнейших запасов энергетических бурых углей, доступных для малозатратной добычи открытым способом; во-вторых, относительно высокой их зольностью, т.е. потенциальной предпосылкой интенсивного загрязнения окружающей среды; в-третьих, экономической целесообразностью сжигания углей по месту добычи. При относительно малой сернистости (менее 0,5 % на рабочую массу) угли содержат широкий набор токсичных веществ и обладают заметной радиоактивностью. При отсутствии крупных потребителей тепла там возможно сооружение лишь конденсационных электростанций.

Отсюда очевидна высокая потенциальная техногенная нагрузка на территорию (для сопоставления: плотность электроэнергетических мощностей (МВт/км^2) для Донбасса – 0,3, Рура – 1,4, а в западной, первоочередной для освоения части КАТЭК – от 9 до 15), обладающей пониженной регенерационной способностью: континентальный климат при слабой ветровой активности, температурные инверсии и ограниченность гидроресурсов.

Результаты исследований показали, что основным ограничительным фактором для концентрации электроэнергетических мощностей являются золовые выбросы. Даже реализация двухступенчатой комбинированной схемы улавливания частиц: сухие механические центробежные фильтры (батарейные циклоны) для крупных фракций и электрофильтры для мелких – не позволит разместить на рассматриваемом западном участке запланированные станции.

В расчетах по КАТЭК использованы новые методические разработки, в том числе апробирована модернизированная методика расчета ущерба окружающей среде от дымовых выбросов топливосжигающих установок [215].

Исследования по обоснованию долгосрочной целевой программы создания и развития КАТЭК, куда вошел экологический блок, удостоены диплома и премии на конкурсе научно-прикладных работ СО АН СССР за 1985 г.

Десятилетние исследования этого направления, выполнявшиеся в постоянном контакте с Институтом географии СО АН СССР, были завершены в методическом плане выпуском в 1988 г. отчета «Разработка и применение концепции экологического картографирования для размещения ТЭС КАТЭК. (Методы ресурсно-экологической оптимизации размещение ТЭС в регионах)» авторским коллективом в составе: Г.В. Агафонов, А.А. Кошелев, В.В. Асеев, С.А. Гусельников, Л.Л. Калеп, А.П. Шведов, Б.Б. Чебаненко.

В последнее время внимание к КАТЭК усиливается в связи с интеграцией России в энергетическое пространство Северо-Восточной Азии: сооружение станций КАТЭКа рассматривается как один из вариантов обеспечения экспорта электроэнергии. В этой связи исследования Института с обоснованными рекомендациями эколого-экономического характера могут послужить соответствующей базой.

(2) Выбор путей снижения задымленности городов Сибири источниками теплоснабжения. Расчеты количества выбросов в атмосферу практически всех областных центров и ряда новых городов Сибири, выполненные по официально принятой методике ВТИ, позволили дать оценку экологической ситуации по следующим показателям: объем, плотность выбросов и концентрация вредных веществ в приземном слое атмосферы.

Исследования показали, что в целом загрязнение атмосферы сибирских городов и поселков сопоставимо с загрязнением крупных городов Европейской России, а нередко и заметно превосходит. Основными причинами такой ситуации являются:

– размещение электро- и теплоемких предприятий, которым свойственны особо вредные технологические отходы;

– продолжительный, до 8–10 мес., отопительный период;

– преимущественное использование низкокачественного топлива (бурых высокозольных углей);

– теплоснабжение от многочисленных внутригородских, в основном мелких, котельных;

– слабая рассеивающая способность атмосферы, в том числе в зимний период.

Детальный анализ был выполнен для населенных пунктов полосы БАМ, где источники тепла являются зачастую единственными загрязнителями природной среды, прежде всего золой – до 80% вклада. Здесь весьма показательна Тында, получившая статус города в 1975 г. Первоначальное отсутствие системного подхода к строительству города привело к тому, что к 1987 г. количество внутригородских котельных превысило 100 ед. При населении немногим более 30 тыс. по удельным выбросам золы г. Тында стояла вслед за Кемерово, по выбросам серы уступала Кемерово, Омску и Новосибирску, а эти города – крупные промышленные центры. Как показали расчеты для условий Тынды, замещение имеющихся котельных пятью крупными уменьшит выбросы золы почти в 6 раз (при эффективности золоочистки 75%), выбросы оксидов серы – почти вдвое.

По результатам количественного анализа сформулированы и ранжированы основные направления и мероприятия в части теплоснабжения городов для снижения уровня загрязнения воздуха.

Срок окупаемости капиталовложений на реализацию централизованного теплоснабжения в Тынде (новые котельные, тепловые сети), по расчетам СЭИ, не превысил трех лет – и это без учета социального эффекта.

В комплексе исследований были сделаны сопоставительные экологические оценки теплоснабжения от ТЭЦ и от крупных котельных. Расчеты показали, что в этом плане котельные могут иметь преимущество, если имеется возможность подачи электроэнергии от внешних источников в составе энергосистемы. Этот вывод является экологическим подкреплением необходимости многостороннего анализа конкретной ситуации и на его основе можно рекомендовать строить именно котельные, а не ТЭЦ как оптимальный источник энергоснабжения при больших сосредоточенных нагрузках.

В работе рассмотрены варианты перевода источников теплоснабжения на природный газ, показана обоснованность электроснабжения и использования водорода, полученного расщеплением воды, в качестве моноэнергоносителя.

Результаты исследований передавались в энергетические управления и проектные организации и были опубликованы. Последнее относится и к докладу, сделанному в середине 1980-х годов на заседании Научного совета по комплексным проблемам энергетики ОФТПЭ АН СССР по заказу его председателя Л.А. Мелентьева, что подчеркивает актуальность и практическую значимости результатов исследований экологического направления СЭИ. Свидетельством признания на уровне ОФТПЭ фундаментальности, системного характера этих исследований служит участие сотрудников СЭИ с докладом на седьмом заседании (ноябрь 1986 г., Алма-Ата) советско-японского семинара по ключевым проблемам мировой энергетики [216].

В докладе, в частности, была показана целесообразность количественной оценки предотвращенного экономического ущерба природной среде при реализации природоохранных мероприятий в энергетике.

Исследования по оценке вредного воздействия источников теплоснабжения, завершенные к середине 1980-х, возобновлены в отделе научно-технического прогресса (С.П. Филиппов, П.П. Павлов) в рамках проекта ТАСИС «Экологически чистое энергоснабжение Байкальского региона» [217]. Так, в частности, детально проанализирована ситуация в гг. Иркутск и Слюдянка, включая натурные замеры с использованием современных приборов.

Результаты методического плана, полученные при разработке математических моделей техносферы и их применения для многовариантных параметрических и оптимизационных расчетов в 1967-1983 гг., обобщены в итоговой статье [218]:

в общем виде сформулирована теорема (условие) нерасходимости разностных схем аппроксимации дифференциальных уравнений в частных производных и граничных условий теплообмена наиболее общего, третьего рода (А.А. Кошелев), которая для явной схемы в одномерном однородном пространстве имеет вид

$$\Delta\tau \le \frac{\Delta x^2}{2a} \cdot \frac{\Delta x \cdot \alpha + 2\lambda}{1{,}5\Delta x\alpha + \lambda},$$

где $\Delta\tau$ и Δx – расчетные промежутки (шаги) времени и пространства соответственно, a, λ, α – коэффициенты температуро- и теплопроводности, а также теплоотдачи;

дан пример применения декомпозиции как одного из методов структурного анализа при выборе оптимальной структуры и стратегии развития КАТЭКа как территориально-промышленного комплекса (Р.П. Деканова);

оценены возможности прогнозирования динамики задымленности атмосферы при наложении полей концентрации от выбросов многих источников с использованием раз-

работанной Главной геофизической обсерваторией им. А.И. Воейкова модели диффузии примесей в турбулентной атмосфере (Т.А. Степанова).

(3) Природоохранное энергоснабжение экологической зоны Байкала. Выше упоминалось о подготовке материалов к апрельскому 1987 г. правительственному постановлению по Байкалу – это обоснование перевода на электротеплоснабжение (ЭТС) сначала жилищно-коммунальных, затем и технологических потребителей прибрежной зоны, потом (совместно с «ВостСибНИИГГиМСом») – введение природного газа в топливный баланс Верхнего Приангарья – все это как природоохранные мероприятия. Далее, в плане подготовки реализации этого постановления, по просьбе местных органов выполнены предпроектные проработки ЭТС для узла санатория «Байкал», городов Слюдянка и Северобайкальск и центральной усадьбы Баргузинского заповедника – пос. Давша. Материалы направлены местным органам власти, в Иркутское ОКБ СО «Энергосетьпроект», СО «Энергосетьпроект» (Новосибирск), СО «ВНИПИэнергопром», РЭУ «Иркутскэнерго».

По поручению председателя СО АН СССР академика В.А. Коптюга были подготовлены два материала: оценка влияния объектов теплоэнергетики и обоснование мероприятий по снижению влияния объектов энергетического комплекса на оз. Байкал. Работы использованы при подготовке ряда версий ТерКСОП оз. Байкал, а первая работа тиражирована ГПНТБ СО АН СССР для использования всеми учреждениями СО АН СССР, занимающимися Байкалом, и высоко оценена В.А. Коптюгом в его статье, опубликованной в журнале «Коммунист», 1988, №7.

Результаты были доложены на конференциях и совещаниях разного уровня, в том числе в Польше, ГДР, Австрии, на республиканском семинаре ВДНХ.

Следующий этап – участие в подготовке проекта версий Генсхемы развития производительных сил региона оз. Байкал (в составе временного научного коллектива при ИрВЦ СО РАН) для Президиума СО АН СССР – эти предложения охватили практически все хозяйственные комплексы территории. Подобная работа с участием практически всех институтов ИНЦ СО РАН и ряда областных природоохранных организаций была выполнена затем по поручению администрации Иркутской области при подготовке проекта Региональной целевой комплексной эколого-экономической программы «Байкал».

К сожалению, рекомендации, содержащиеся в названных документах, одобренных и принятых, не нашли должного отражения в практике по причинам, общим не только для природоохранной деятельности в России.

По просьбам Института географии СО РАН, занимающегося комплексными исследованиями по оптимальному землепользованию, неоднократно готовились материалы, обосновывающие природоохранное энергоснабжение так называемой центральной экологической зоны (ЦЭЗ) Байкальской природной территории, ее участков и населенных пунктов. Так, в 2008 г. было сделано следующее.

1. Выделены шесть участков, различающихся географическими природно-экономическими особенностями, влияющими на выбор схем и источников природощадящего энергоснабжения: долина р. Голоустная, где принято решение создать особую экономическую зону туристско-рекреационного типа; г. Байкальск с БЦБК как наиболее проблемная точка; полоса Транссиба от Култука до Слюдянки; полка КБЖД от Култука до порта Байкал с перспективой точечного размещения рекреационных объектов и проходного туризма; подверженный максимальному антропогенному прессу берег Байкала и водохранилища между Листвянкой и Большой Речкой.

2. Сформулированы базовые, концептуальные положения: преимущественное энергоснабжение от внешних источников (исключение – существующая ТЭЦ БЦБК,

которая останется в эксплуатации – соответственно, необходимо продолжить реализацию технологических решений по минимизации вредных выбросов) с продолжением строительства ЛЭП от энергосистемы (в том числе – в долину р. Голоустная, вдоль побережья Малого Моря на север); массовое использование возобновляемых природных энергоресурсов, в том числе не только для автономных потребителей, но и там, где имеются линии электропередачи для повышения экономичности, надежности и энергетической независимости.

3. Для каждого из названных участков предложены и сопоставлены различные варианты, предпочтительность которых зависит от перспективы развития ЦЭЗ.

В 2005 г. интенсифицировалось участие в деятельности общественной организации «Байкальская Экологическая Волна» (БЭВ), официально признанной координатором природоохранной работы с населением, способствующей активизации общественности в этом направлении (пример – акции в России в защиту оз. Байкал от опасности сооружения и эксплуатации в его бассейне нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан). Так, номер журнала БЭВ «Волна» (2006, №1), посвященный энергосбережению как первейшему эколого-экономическому мероприятию, был подготовлен в части общей оценки ситуации в разрезах «Байкал – Россия – планета» с участием А.А.Кошелева.

Привлеченный в качестве эксперта при оценке школьных проектов по энергосбережению (2007–2008 гг. – региональный, 2008–2009 гг. – всероссийский конкурсы), А.А.Кошелев подготовил упрощенную (для преподавателей, школьников и неспециалистов) методику расчета предотвращенного экономического ущерба природной среде посредством энергосбережения, тиражированную и распространенную БЭВ.

4.7.3. Развитие методологии учета экологических факторов при оценкевариантов развития энергетики регионов

Для изучения и учета влияния энергетики на состояние окружающей среды в ИСЭМ СО РАН разработан ряд методических подходов.

Исследования, проводившиеся в конце 1980-х – начале 1990-х годов, связаны с анализом структуры топливно-энергетического баланса, в котором существенную долю составляли угольные ТЭС. При этом проводилась оценка размещения залежей угля и анализ размещения производительных сил района. В 1988 г. под руководством Б.Г. Санеева разработана методика эколого-экономического анализа развития региональных ТЭК (И.А. Башалханов, Г.В. Ташкинова, Р.П. Деканова) [219], суть которой заключается в проведении совместного анализа физико-технических и экономических аспектов функционирования и размещения угольных электростанций. Физико-технический анализ включает в себя оценку свойств топлива (технологическая вредность топлива с учетом свойств золы), подбор технических и конструктивных параметров ТЭС, а также расчет валовых выбросов вредных веществ и тепла в атмосферу и водную среду. В результате физико-технического анализа проводится расчет рассеивания вредных выбросов в атмосфере и почве, рассеивания сбросов в гидросфере, оценка влияния линий электропередачи на природную среду, акустические эффекты и радиационное воздействие ТЭС. Экономический анализ предусматривает расчеты затрат на природоохранные мероприятия, расчет ущерба элементам природной среды, оценку эффективности природоохранных мер. Такое комплексное исследование направлено на оптимизацию экологических параметров ТЭС с учетом минимизации суммы затрат на природоохранные меры и величины ущерба. Данная методика нашла свое применение при выполне-

нии исследований по выбору экологически и экономически допустимых показателей Березовских ГРЭС-1 и 2.

Ряд исследований института в области решения экологических проблем энергетики связан с уточнением и корректировкой существующих методов и моделей расчета тех или иных экологических показателей, а также возможности их применения в условиях Восточной Сибири. Одним из таких исследований является разработка методики расчета удельных выбросов в атмосферу теплоисточниками небольшой мощности. Основное содержание методики отражено в препринте «Экологические характеристики теплоисточников малой мощности» [220]. Авторы сопоставили экспериментальные данные об удельных выбросах малыми котлами и домовыми печами на твердом и жидком топливе с расчетными, полученными по общепринятым методикам. Показано, что расчетные значения существенно отличаются от измеренных. В результате предложена методика расчета удельных выбросов, исходной информацией для которой являются измеренные концентрации вредных веществ в уходящих газах.

Другим направлением исследований института в области взаимодействия с природной средой при развитии ТЭК является определение предельно допустимого уровня загрязнения воздуха, что связано с атмосферными процессами, влияющими на рассеивание и перенос вредных примесей. Основное содержание этих исследований нашло отражение в препринте «Применимость моделей рассеивания примесей в атмосфере для условий Восточной Сибири» [221]. Наряду с оценкой возможности применения существующих моделей рассеивания вредных выбросов, в данной работе предложен новый метод определения объемов разбавления примесей в атмосфере с помощью введения понятия емкости атмосферы, означающего то наибольшее количество примеси, которое атмосфера с ее местными особенностями при конкретных условиях выброса способна рассеять до заданных безопасных уровней (ПДК или квоты от ПДК). Оценка емкости атмосферы включает математическое описание состояния атмосферы, физические условия выброса и заданный критерий безопасности: в данном случае ПДК или квоту от ПДК. Фактически, значение емкости является экологическим ограничением на выброс при заданных условиях рассеивания и эмиссии примесей.

Кроме того, разработанный метод оценки емкости атмосферы позволяет оценить вклад отдельных отраслей (предприятий) промышленности в суммарное загрязнение атмосферы. Апробирование метода проводилось для определения экологически допустимой мощности Гусиноозерской ГРЭС, прогноза загрязнения воздуха от планируемой к строительству ТЭЦ-8 в г. Иркутске, реконструируемой Усть-Илимской ТЭЦ, а также при разработке программ развития энергетики Иркутской области, Республики Бурятия, связанных с оценкой загрязнения атмосферы от предприятий теплоэнергетики при развитии ТЭК Сибири и Дальнего Востока.

В 2002 г. при сотрудничестве с Международным институтом прикладного системного анализа (IIASA) в Вене (Австрия) под руководством С.П Попова разработана модель RAINS-Russia для оценки выбросов оксидов серы, азота, пыли неорганической отраслями ТЭК. На первом этапе проведены расчеты выбросов оксидов серы и определена необходимость дополнительных природоохранных мероприятий для выполнения требований экологического законодательства по нормам выбросов оксидов серы. Период рассмотрения – с 1990 по 2020 г., с пятилетним шагом. В основу структуры базы данных положена модель RAINS, которая используется при подготовке обосновывающих материалов в рамках конвенции о снижении трансграничных загрязнений в Европе [222]. Разработаны блоки модели, в которой Россия представлена 24 регионами, в том числе 5 регионов в европейской части, и 19 – в азиатской. Базовые блоки описывают потребление энергоресурсов, основные характеристики используемого топлива и энер-

гетического оборудования. Собранная информация послужила для разработки базы данных по энергопотреблению регионов – фактически, за 1990, 1995 и 2000 гг., и прогнозы на 2005, 2010, 2015 и 2020 гг.

Значительным вкладом в развитие методологии экологических исследований в энергетике является разработанный Б.Б. Чебаненко метод комплексной количественной оценки влияния экономики на уровень экологической устойчивости региона. Созданию данного метода посвящен целый цикл публикаций, основные же положения отражены в монографии Б.Б. Чебаненко, Е.П.Майсюк «Байкальский регион: пределы устойчивости» [223]. В данной работе систематизированы показатели уровня экологической устойчивости экономики региона и разработаны принципы оценки его состояния методом системного анализа. На примере Байкальского региона рассчитаны показатели взаимного влияния таких систем жизнедеятельности общества, как природная среда, экономика, уровень развития технологий, социальная сфера. В отличие от ранее разработанных методов, данный подход позволяет получать не только оценку воздействия объектов энергетики на природную среду, но и ответную реакцию среды на внешние изменения. Такой подход позволяет объективно выделять слабые звенья системы с целью обоснованного выбора эффективных мер для достижения эколого-экономической устойчивости региона.

Дальнейшее развитие методологии экологических исследований трансформируется с учетом необходимости анализа того или иного варианта развития ТЭК. Учет экологических факторов проводится на основе эколого-экономической оценки вариантов развития энергетики. Основное содержание и схема оценки уровня экологичности тех или иных вариантов представлены в монографии этих же авторов «Методы и модели для разработки региональных энергетических программ» под редакцией Б. Г. Санеева, [224]. Методология проведения эколого-экономического анализа следующая:

1) анализ существующего экологического состояния региона (оценка антропогенной нагрузки, природно-климатических условий рассеивания вредных веществ, экологической опасности используемого топлива, технологии сжигания, способов золошлакоудаления, эффективности природоохранного оборудования и технические параметры выброса);

2) прогноз изменения экологической ситуации в результате развития ТЭК при разных вариантах;

3) оценка каждого из вариантов с позиции экологической целесообразности, с последующей оптимизацией по экономическим показателям.

В зависимости от задачи могут рассматриваться три уровня оценок:

– точечный, когда объектом исследования является одиночный источник загрязнения (ТЭЦ, КЭС или котельная);

– локальный, в котором объект исследования – населенный пункт с большим количеством разных источников эмиссии;

– региональный, где объектом исследования является область, край, регион.

Схема экологической оценки вариантов развития энергетики региона основана на выборе наиболее привлекательного варианта, для которого проводятся все обозначенные выше оценки, и если он не проходит по уровню экологичности, изменяются структура энергообъектов либо их мощности, виды сжигаемого топлива, вводятся дополнительные природоохранные мероприятия и выполняются повторные расчеты (рис. 4.38).

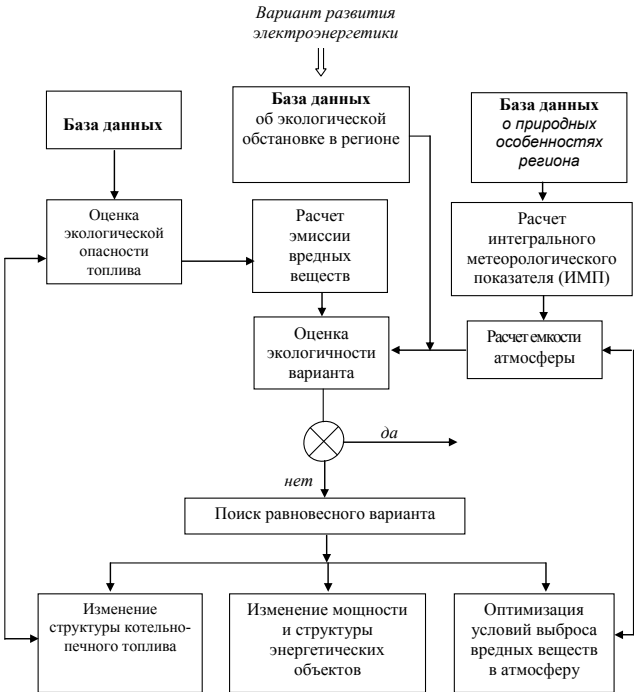


Рис. 4.38. Принципиальная схема экологической оценки вариантов развития энергетики региона.

Фактически, уровень экологичности определяется показателем экосовместимости энергообъекта – способностью объекта не наносить ущерб природной среде сверх допустимых пределов. Уровень экосовместимости – это мера соответствия антропогенного влияния допустимому природой воздействию. Косвенным показателем экосовместимости энергообъектов является отношение реального выброса к емкости атмосферы, соответствующей данному источнику эмиссии. Этот показатель определяется раздельно для низких и высоких источников выброса.

Значительное место в исследованиях экологической направленности занимают разработки региональных энергетических программ. Зачастую при разработке этих программ, если отсутствует информация о природных климатических особенностях (или ее сбор требует длительного времени), оценка экологичности различных вариантов развития ТЭК регионов проводится по несколько упрощенной схеме.

Данный подход включает в себя следующие этапы:

– проведение экологической оценки всех рассматриваемых вариантов развития энергетики региона;

– выбор наиболее привлекательного с экологических позиций варианта;

– определение величины снижения выбросов для остальных вариантов;

– подбор технологий снижения/устранения вредных выбросов для различных категорий энергоисточников;

– оценку объемов финансовых вложений на реализацию этих технологий по вариантам;

– выбор рационального варианта развития энергетики.

В настоящее время, исследования экологических последствий для населения и природной среды при различных стратегиях развития ТЭК требуют разработки основных направлений экологической деятельности регионов (рис. 4.39).

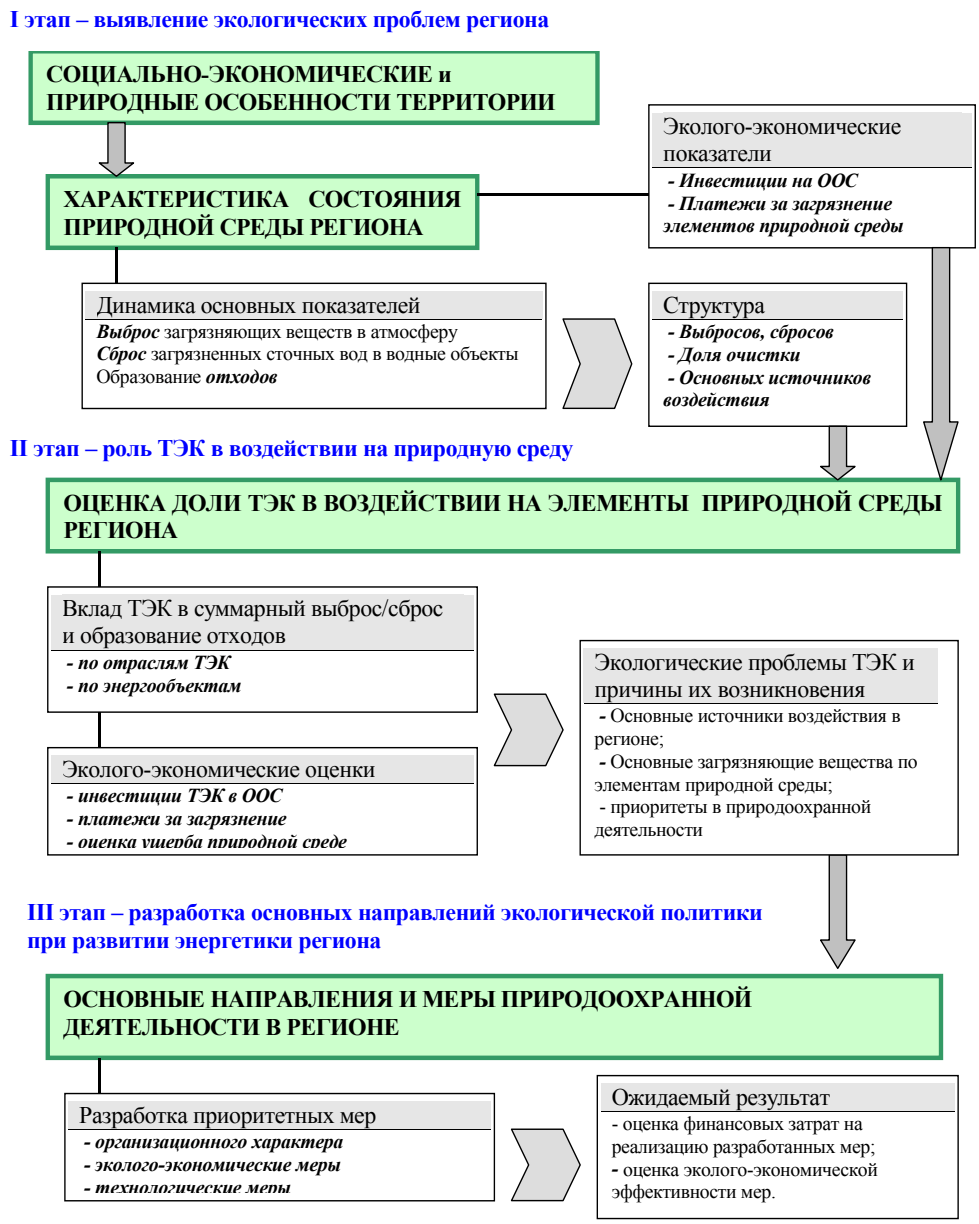


Рис. 4.39. Этапы разработки основных направлений экологической политики при развитии ТЭК регионов.

Для исследования и оценки влияния объектов ТЭК на природную среду (рис. 4.40) используются методы эколого-экономических расчетов вариантов развития энергетики. Определяются размеры выбросов/сбросов, количество отходов и ингредиентный состав загрязняющих веществ. За основу такой экологической оценки принимается существующая в России процедура оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду (ОВОС). Кроме того, для энергетических объектов применяются утвержденные государственными органами методики расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, ущерба окружающей среде, платы за загрязнение и ряд подходов, связанных с оценкой влияния ТЭК на природную среду и население [225–229].

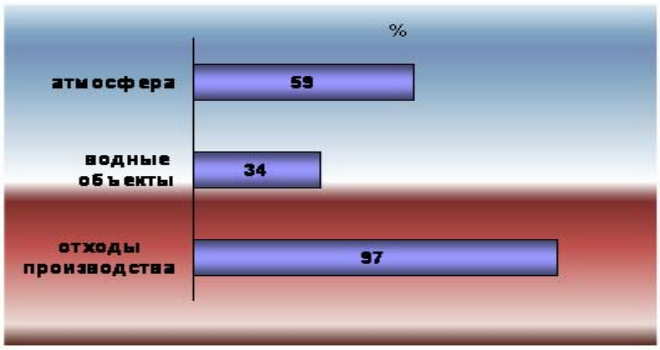
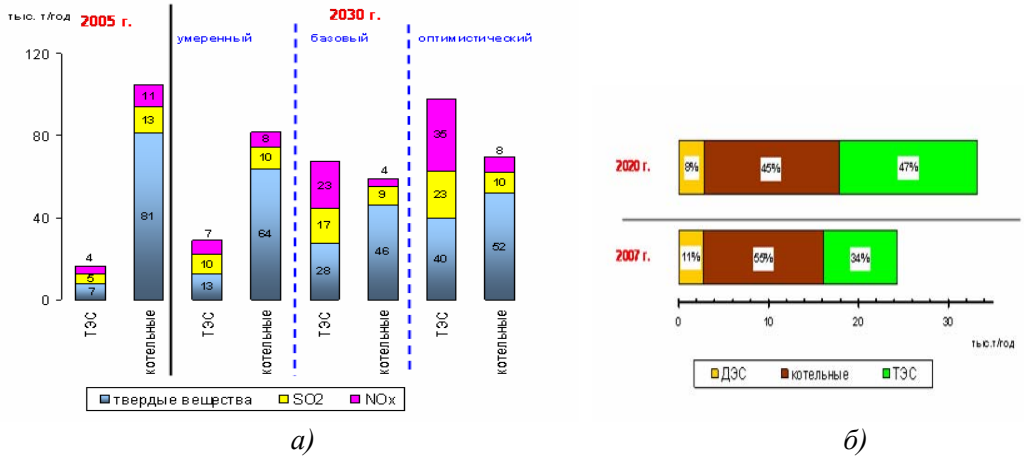


Рис. 4.40. Вклад ТЭК Сахалинской области в воздействие на элементы природной среды (2005 г.).

В качестве иллюстрации на рис. 4.41 представлены результаты расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу: *а* – на примере Амурской области показана ингредиентная структура выбросов для различных сценариев; *б* – на примере Чукотского автономного округа получен вклад различных источников эмиссии в вырос загрязняющих веществ.



а) *б)*

Рис. 4.41. Примеры результатов расчета выбросов в атмосферу: *а* – ингредиентная структура выбросов для различных вариантов развития ТЭК Амурской области; *б* – вклад различных источников эмиссии в суммарный выброс объектами энергетики Чукотского автономного округа.

Одним из важных моментов является оценка финансовых затрат, необходимых для реализации природоохранных мер.

С учетом особенностей исследуемых территорий методология оценки вклада ТЭК в воздействие на окружающую среду дополнена расчетами: объемов выброса загрязняющих веществ в атмосферу при функционировании дизельных генераторов; количества образования и накопления золошлаковых отходов ТЭС и котельных; инвестиций, требуемых для размещения этих отходов.

Применение рассматриваемой методологии исследования с целью разработки основных направлений экологической политики ТЭК нашло свое отражение в ряде работ отдела региональных проблем энергетики ИСЭМ СО РАН [230–235]:

– Стратегия развития топливно-энергетический комплекса Хабаровского края на период до 2020 г. (2005 г.);

– Стратегия регионального развития Республика Бурятия на перспективу до 2015 г. (2005 г.);

– Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Амурской области на перспективу до 2020 г. (2007 г.);

– Концепция развития топливно-энергетического комплекса Сахалинской области до 2010 г. и на перспективу до 2020 г. (2007 г.);

– Программа развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области на период до 2010 года (2006 г.)

– Стратегия развития электроэнергетики Чукотского автономного округа на перспективу до 2020 г. (2008 г.).

4.7.4. Методический подход для прогнозирования выбросов парниковых газов(CO_2) и оценки эколого-экономической эффективности новых проектов по сокращению выбросов парниковых газов в электроэнергетике

Среди важнейших первоочередных проблем, связанных с повышением энергетической безопасности России, следует назвать задачу модернизации и обновления морально устаревшей и физически изношенной технологической базы ТЭК и прежде всего в электро- и теплоэнергетике [236].

Киотские механизмы открывают дополнительные возможности для решения этой проблемы. Применение «механизмов гибкости» для российских условий позволяет:

– привлечь в российскую экономику дополнительные инвестиции и энерго- и ресурсосберегающие технологии из промышленно развитых стран;

– расширить международный бизнес за счет продажи квот на выбросы парниковых газов;

– инвестировать доходы, получаемые от торговли квотами, в проекты снижающие выбросы.

Для реализации общей схемы сотрудничества России в рамках киотских механизмов потребуется:

– разработать национальную систему инвентаризации, мониторинга и оценки выбросов парниковых газов;

– создать базу данных проектов «совместного осуществления» (ПСО), в которые могут быть привлечены углеродные кредиты;

– разработать набор критериев для отбора проектов, позволяющих провести комплексную оценку экологических, технологических, экономических и финансовых показателей ПСО, их подготовленности к реализации.

Выполненные в ИСЭМ СО РАН исследования в этом направлении позволили:

1. Усовершенствовать схему прогнозирования выбросов парниковых газов в энергетике страны и регионов с использованием математических моделей развития ТЭК страны. Предлагаемая схема прогнозирования выбросов CO_2 дает возможность:

– наметить состав и размеры предполагаемых мероприятий по структурной перестройке энергетики с целью ослабления негативного влияния парниковых газов на окружающую среду;

– оценить динамику роста выбросов парниковых газов в энергетике в целом по стране и регионам, и выявить среди них наиболее неблагоприятные.

2. Разработать методический подход для оценки эколого-экономической эффективности новых проектов[5] по сокращению выбросов парниковых газов в электроэнергетике. Дать экономическую оценку эффективности внедрения новых энергетических проектов по сокращению выбросов CO_2 в электроэнергетике по регионам страны.

Ожидаемый высокий прирост выработки электроэнергии при неизбежном росте цен на топливо (в первую очередь на природный газ), сложная экологическая обстановка во многих регионах страны и ужесточение экологических ограничений потребуют оснащения электростанций новым высокоэффективным оборудованием и активного вовлечения возобновляемых и нетрадиционных источников электроэнергии.

Это дает основание рассматривать электроэнергетику как отрасль наиболее привлекательную для технических инноваций и внедрения новых экологически эффективных проектов.

Внедрение новых проектов позволит реально создавать и реализовывать высоколиквидный продукт – сокращенные выбросы парниковых газов, и за счет этого повысить экономическую эффективность внедряемых проектов.

В соответствии с Киотским протоколом каждый из рассматриваемых проектов должен отвечать двум основным условиям:

а) цена производимой электроэнергии при реализации проекта должна выше прогнозируемых тарифов $\left(з_r^t\right)$ на электроэнергию в базовом сценарии развития электроэнергетики региона;

б) внедрение проектов должно приводить к реальному сокращению выбросов парниковых газов.

Разработанный в ИСЭМ СО РАН методический подход для прогнозирования выбросов CO_2 и оценки эколого-экономической эффективности новых проектов по сокращению выбросов парниковых газов в электроэнергетике включает два этапа исследований.

В качестве показателя эколого-экономической эффективности проекта рассматривается минимальная стоимость сокращенных выбросов CO_2, при продаже которых реализация проекта становится эффективной.

На *первом этапе* для базового сценария развития электроэнергетики региона рассчитываются в динамике показатели удельных выбросов CO_2 («базисные линии» выбросов CO_2) на единицу отпускаемой электроэнергии в рассматриваемом регионе. Объем валовых и удельных выбросов парниковых газов для базового сценария развития электроэнергетики региона рассчитывается с использованием модели ТЭК (рис. 4.42).

На втором этапе для каждого рассматриваемого проекта *i* рассчитываются:

1) объем сокращенных выбросов CO_2 (рис. 4.43) в «зачетный» период[6] *(З.П.)* при реализации проекта в регионе r:

$$Q_{ir}^{С.Т} = \sum_{t=t_2}^{t_3} W_{ir}^t \left(q_{Эr}^t - q_{ir}^t\right),$$

где $q_{Эr}^t$ – удельные выбросы CO_2 по базовому сценарию развития электроэнергетики в регионе *r* в году *t*; q_{ir}^t – удельные выбросы CO_2 по новому проекту в регионе *r* в году *t*; W_{ir}^t – производство электроэнергии по проекту; t_2, t_3 – «зачетный» период.

[5] Под «новыми» понимаются так называемые проекты совместного осуществления» (ПСО), не вошедшие по экономическим соображениям в основной (базовый) сценарий развития электроэнергетики региона, но внедрение которых возможно в рамках реализации киотских механизмов

[6] В настоящее время согласно Киотскому протоколу рассматривается период 2008-2012 гг.

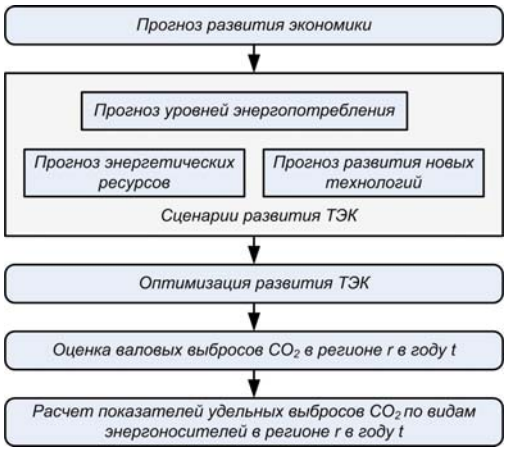


Рис. 4.42. Укрупненная схема прогнозирования валовых и удельных выбросов парниковых газов в энергетике для базового сценария развития ТЭК.

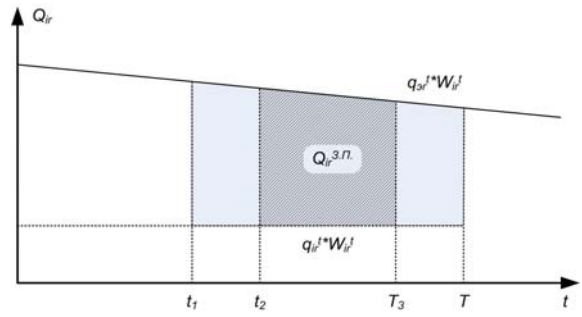


Рис. 4.43. Объем сокращенных выбросов CO_2 для рассматриваемого *i*-го проекта в «зачетный» период: t_1 – начало проекта, t_2- t_3 – «зачетный» период, T – время окончания проекта.

2) суммарные дисконтированные приведенные затраты на производство электроэнергии по проекту:

$$C_{ir}^{T} = \sum_{t=t_1}^{T} (И_{ir}^{t} + K_{ir}^{t}) \cdot (1+D)^{-t},$$

где $И_{ir}^{t}$ – постоянные и переменные затраты, связанные с функционированием *i*-го проекта в регионе *r* в году *t*; K_{ir}^{t} – капитальная составляющая затрат *i*-го проекта на производство электроэнергии в регионе *r* в году *t*; D – коэффициент дисконтирования; T – срок службы проекта.

3) суммарные дисконтированные замыкающие затраты на производство электроэнергии по *i*-му проекту:

$$З_{ir}^{T} = \sum_{t=t_1}^{T} W_{ir}^{t} \cdot З_{r}^{t} \cdot (1+D)^{-t},$$

где $З_{r}^{t}$ – удельные замыкающие затраты на производство электроэнергии по базовому сценарию развития электроэнергетики в регионе *r* в году *t*; W_{ir}^{t} – производство электроэнергии по рассматриваемому проекту в регионе *r* в году *t*; T – срок службы проекта. Эти затраты рассчитываются на эквивалентное *i*-му проекту производство электроэнергии при замыкающих затратах, полученных при оптимизации модели ТЭК.

4) минимальная стоимость единицы сокращенных выбросов CO_2:

$$c_{ir} = (C_{ir}^{T} - З_{ir}^{T}) / Q_{ir}^{З.П.},$$

где $Q_{ir}^{З.П.}$ – объем сокращенных выбросов CO_2 в «зачетный» период при реализации проекта.

Продажа (переуступка) сокращенных выбросов CO_2 по этой стоимости в зачетный период позволит компенсировать разницу в стоимости производства электроэнергии по рассматриваемому проекту и по замыкающему объекту и тем самым сделать проект экономически эффективным.

Ранжирование проектов по стоимости единицы сокращения выбросов позволит на предварительном этапе выделить наиболее привлекательные для инвестора (заинтересованного в получении квот на выбросы) проекты в регионе.

С помощью разработанного методического подхода исследована динамика эмиссии парниковых газов (CO_2) от сжигания топлива по регионам страны, даются эколого-экономические оценки внедрения новых энергетических проектов по сокращению выбросов CO_2 в электроэнергетике по регионам страны [237–239].

На рис. 4.44 видно, что среди регионов России наиболее неблагоприятными с точки зрения динамики роста выбросов от сжигания топлива являются азиатские. При этом, если в европейской части России выбросы от сжигания топлива не превысят уровень 1990 г. на протяжении всего рассматриваемого периода, то в азиатской части (Сибирь и Дальний Восток) это может произойти в 2010–2020 гг.

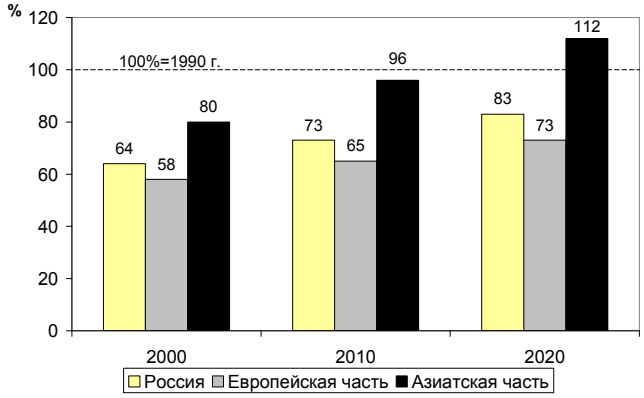


Рис. 4.44. Динамика изменения выбросов CO_2 от сжигания топлива по территории России.

Прогноз выбросов CO_2 для трех регионов страны (европейская часть, Сибирь и Дальний Восток) с использованием модели ТЭК позволил определить для этих регионов так называемые «базисные линии» удельных выбросов CO_2 и тарифы на производство электроэнергии в период 2010–2020 гг.

Полученные «базисные линии» использовались при оценке предпочтительности внедрения новых проектов для сокращения выбросов CO_2 на территории каждого региона.

В качестве таких проектов рассматривались: малые парогазовые ТЭЦ (ПГУ–ТЭЦ) и парогазовые ТЭЦ с газификацией угля (ПГУ–ТЭЦ с ГУ); нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ): ветровые электростанции (ВЭС) и малые ГЭС (МГЭС).

В качестве показателя эффективности дополнительного сокращения выбросов CO_2 от внедрения новых проектов принималась стоимость 1 т выбросов. Продажа (переуступка) сокращенных выбросов CO_2 по этой стоимости должна позволить компенсировать разницу в доходах от продажи электроэнергии и затратах на ее производство при реализации проектов.

Для оценки стоимости сокращенных выбросов по каждому проекту рассчитывались: базисная линия проекта; затраты на производство электроэнергии; доход от реализации электроэнергии; превышение затрат над доходом; объем сокращенных выбросов; минимальная стоимость сокращенных выбросов, при продаже которых реализация проекта становится эффективной.

Полученные в результате расчетов оценки стоимости сокращенной единицы выбросов CO_2 по проектам при их внедрении в рассматриваемых регионах приводятся в табл. 4.17.

Таблица 4.17. **Оценка стоимости сокращенных выбросов CO_2 при внедрении новых проектов в период 2010–2020 гг., дол./т CO_2**

Регион	Малые ТЭЦ-ПГУ	ТЭЦ-ПГУ с ГУ	НВИЭ	
			ВЭС	МГЭС
Европейская часть России	15–30	355–375	160–250	220–275
Сибирь	8–12	100–105	135–180	155–190
Дальний Восток	20–27	195–210	200–275	235–300

Среди рассмотренных проектов наименьшая стоимость единицы сокращенных выбросов во всех регионах обеспечивается за счет сооружения ТЭЦ–ПГУ на газе. При этом в Сибири по сравнению с другими регионами можно ожидать максимального эффекта от сооружения ТЭЦ–ПГУ.

4.8. Обоснование развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний

Становление методологии. Необходимость обоснования развития электроэнергетики и электроэнергетических систем (ЭЭС) возникла начиная с плана ГОЭЛРО [240], а основные положения этого обоснования формировались в 1930–1950 гг. [241–243 и др.].

К началу 1960-х годов актуальность этих проблем существенно возросла. В это время в СССР строились крупнейшие ГЭС и ГРЭС на Волге, Ангаре, Енисее, появилась первая АЭС. В 1957 г. организована Объединенная энергосистема (ОЭС) Центра, в 1958 г. – ОЭС Западной Сибири. Позднее в результате объединения ОЭС на параллельную работу сформировались сначала Европейская секция, а затем и Единая энергетическая система (ЕЭС) СССР.

С созданием энергообъединений электроснабжение потребителей страны перешло на качественно новый уровень. Значительно повысились его надежность и экономичность, расширились возможности для концентрации производства и централизации распределения электроэнергии. Получаемые при этом энерго-экономические эффекты общеизвестны [240–244 и др.]. В результате потребовалось изменение подходов к оценке эффективности сооружения отдельных электроэнергетических объектов в направлении развития систем централизованного электроснабжения как единого целого.

В связи с этим в электроэнергетике страны наряду с проектированием электроэнергетических объектов возник специальный функциональный вид управления развитием электроэнергетики – проектирование ЭЭС. Для этой цели был создан Всесоюзный государственный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию электрических систем и сетей (ВГПИ и НИИ) «Энергосетьпроект» с региональными отделениями.

СЭИ проводил методические исследования в рассматриваемой области в сотрудничестве с институтом «Энергосетьпроект» (главные инженеры проекта ЕЭС СССР И.М. Волькенау, Е.А. Волкова, В.В. Ершевич) и его отделениями: Северо-Западным (А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачев, В.С. Шарыгин), Сибирским (В.Г. Китушин, Э.А. Диваковский, Р.М. Милова), Уральским (Л.И. Мардер) и Дальневосточным (Н.Д. Гамоля, А.Д. Филатова), а также с рядом академических и отраслевых институтов и вузов: ЭНИН им. Г.М. Кржижановского (И.М. Маркович, Г.Н. Лялик, Я.И. Хаинсон, А.И. Лазебник), Казахский НИИ энергетики (Ш.Ч. Чокин, Э.А. Лойтер), Физико-энергетический институт

АН Латвийской ССР (В.А. Дале, З.П. Кришан, О.Г. Паэгле), Отдел энергетики А.Н. Молдавской ССР (В.А. Постолатий), Отдел энергетики Коми филиала АН СССР (Н.А. Манов), Отдел энергетики Дальневосточного НЦ АН СССР (В.С. Турецкий), ЛПИ (Д.С. Щавелев), УПИ (Д.А. Арзамасцев), БПИ (Л.П. Падалко), ИПИ (В.И. Идельчик, В.В. Молодюк) и др. Определенной вехой разработки технологии проектирования ЭЭС стал Справочник по проектированию электроэнергетических систем [244].

Исследования в области обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС активно проводились и за рубежом: среди наиболее известных специалистов можно назвать К.Дж. Балдвина [245], Дж. Бергсмана [246], Ф.П. Дженкина [247], Л.К. Кирчмайера [248], М. Либрукса [249], М. Мунасингхэ [250], Р. Пелисье [251], Р. Салливана [252], Ф.С. Швеппе [253] и др.

Активную разработку методологии и методов обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС стимулировали не только потребности практики, но и бурное развитие вычислительной техники и математических методов моделирования и оптимизации. В СЭИ теоретическими и методическими проблемами развития электроэнергетики и ЭЭС сначала занималась лаборатория общей энергетики (зав. Л.А. Мелентьев), В 1965 г. была создана лаборатория оптимизации структуры энергосистем (зав. Ю.П. Сыров), с 1972 г. – Л.С. Беляев); сейчас это лаборатория перспективных энергетических источников и систем (зав. Л.С. Беляев, с 2008 г. – С.В. Подковальников). В 1980 г. была сформирована лаборатория развития электроэнергетических систем (нынешнее название, зав. В.А. Ханаев, в 1990-1994 гг. А.М. Тришечкин, с 1994 г. – В.В. Труфанов).

В течение первых лет работы СЭИ была разработана определенная методология обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС [254], основанная на методах математического моделирования и оптимизации [255–257]. Проблема формулировалась следующим образом: «при заданных уровнях и режимах электропотребления в отдельных узлах нагрузки, а также выделяемых для электростанций энергетических ресурсах найти такую последовательность развития и сооружения различных электростанций (из числа возможных к строительству) и межсистемных линий электропередач, которая отвечает минимуму заданного критерия оптимизации за рассматриваемый период лет» [254].

С учетом сложности и необозримости детального описания проблемы в [254] сформулирован «важнейший этап математического моделирования [развития] энергетических систем – создание моделей, эквивалентных изучаемой реальной системе». Главной задачей при этом названа разработка методов описания:

1) территориального размещения электростанций и потребителей, т.е. методов их группировки в отдельные узлы, объединенные связями (структурное представление системы);

2) укрупненного описания ограниченного числа реальных режимов использования электростанций;

3) представления рассматриваемой непрерывно развивающейся системы совокупностью скачкообразно развивающихся эквивалентных систем по отдельным годам планового периода.

При этом была обоснована необходимость создания системы моделей путем декомпозиции проблемы во временном (ближайшие 1–2 года; до 5 лет; 5–10 лет; 10–15 лет) и территориальном (ЕЭС СССР; Объединенные энергетические системы – ОЭС) разрезах. В подобной системе моделей детальность описания объекта исследования увеличивается по мере сокращения периода заблаговременности рассмотрения и при переходе от ЕЭС СССР к ОЭС. На детальном уровне описания системы предлагалась не одна, а совокупность взаимосвязанных моделей для: оптимизации структуры электростанций; оптимизации режимов использования электростанций и ЛЭП; оптимизации

параметров магистральных ЛЭП; оценки надежности работы ЭЭС; оптимизации параметров ГЭС; оптимизации распределительных сетей; анализа нормальных и аварийных режимов ЭЭС и управления ими [254].

Были разработаны два типа математических моделей для обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС: нелинейная [260] и линейная [261]. Для решения задачи оптимизации в нелинейном случае использованы несколько методов, в частности, так называемый конкурсный [256], в котором вся совокупность искомых переменных разделяется на независимые (установленные мощности электростанций) и зависимые (единичные мощности агрегатов, напряжения ЛЭП, их пропускные способности и др.). Независимые переменные разделяются на три вида: замещаемые, претенденты и фиксированные. Процесс оптимизации заключается в последовательном испытании на эффективность ввода в состав ЭЭС вместо замещаемых переменных всех переменных претендентов. Зависимые переменные оптимизируются на основе полученных оптимальных значений независимых переменных. Для решения отдельных подзадач оптимизации использован градиентный метод.

Основу линейной математической модели для оптимизации развития ЭЭС [258, 261] составляют уравнения балансов максимальных и средних мощностей, баланса электроэнергии, а также балансов получения и потребления топливно-энергетических ресурсов при ограничениях по мощности электростанций различных типов, пропускной способности межсистемных ЛЭП, реализации эффекта объединения ЭЭС и др. Минимизируемая функция представляет суммарные приведенные расчетные затраты за совокупность лет расчетного периода. Нелинейные зависимости учитываются с помощью кусочно-линейной аппроксимации. Для решения задачи использован метод линейного программирования.

К середине 1960-х годов совместно с проектными институтами предложенных методологии и математических моделей [262 и др.].

Зарубежные разработки в рассматриваемой области в это время осуществлялись в двух направлениях [245, 246, 248, 254, 263 и др.]:

1) создание моделей для глобальной оптимизации структуры ЭЭС в динамике их развития за рассматриваемый период;

2) разработка моделей для экономической оценки и сопоставления заранее заданных вариантов развития ЭЭС.

В первом случае оптимальная структура ЭЭС определяется непосредственно на основе решения математической модели. Для такой задачи использованы методы линейного программирования. При этом требовалось ее существенное упрощение.

Наибольшее развитие, особенно в американской практике, получило второе направление. При этом, как правило, применялись специализированные частные модели для решения отдельных задач, возникающих при обосновании развития ЭЭС: прогнозирование нагрузок, определение сроков ввода новых генерирующих мощностей по условиям надежности энергоснабжения, оптимизация ЛЭП, оптимизация распределения нагрузки, вычисление суммарных затрат и др.

Примерно к середине 1970-х годов произошло достаточно широкое внедрение математического моделирования и ЭВМ в проектирование и обоснование развития ЭЭС. Были уточнены состав и постановки основных задач развития ЭЭС, опробованы многочисленные математические модели, и выявлены предпочтительные виды моделей для решения различных задач, в том числе задач оптимизации структуры генерирующих мощностей и электрических сетей ЭЭС. Многие математические модели были реализованы в виде пакетов прикладных программ и программно-вычислительных комплексов (ПВК). Соответствующие разработки выполнялись как в СЭИ [264, 266 и др.], так и в других организациях [267–269 и др.].

Вместе с тем опыт создания и применения математических моделей для обоснования развития ЭЭС выявил и некоторые ограничения в возможностях математических методов. Главные ограничения обусловлены неопределенностью информации и многокритериальностью, которые приводят к неопределенности при выборе оптимальных решений. В связи с этим была осознана необходимость разработки «человеко-машинных» подходов и методов обоснования развития ЭЭС. Были исследованы и развиты формальные методы учета неопределенности информации с использованием аппарата «игр с природой» [76] (см. также разд. 1.4)

За рубежом дальнейшее совершенствование методов проектирования и планирования развития ЭЭС также идет в направлении учета неопределенности и многокритериальности. Так, предлагаемый в [270] подход SMARTE основан на имитационном моделировании (с участием проектировщика), построении регрессионных зависимостей (с учетом неоднозначности информации) и поиске компромиссов (по нескольким критериям).

Формирование и развитие системного подхода к проблеме. Конец 1970-х годов характеризуется оформлением структуры и содержания системного подхода при обосновании развития электроэнергетики и ЭЭС, что нашло отражение в изданной в 1980 г. монографии [271] и дополняющей ее с позиций технико-экономического анализа развития ЭЭС книге [272]. К этому времени на основе накопленного опыта моделирования развития ЭЭС была предложена базовая комплексная математическая модель оптимизации структуры генерирующих мощностей и пропускных способностей межсистемных связей, реализованная в виде ПВК «СОЮЗ» с развитой информационной базой данных [271, 273].

Математическая модель развития ЭЭС в ПВК «СОЮЗ» представляет собой сеть, узлами которой являются энергетические районы (объединенные и региональные ЭЭС, их части – в зависимости от территориального уровня исследуемой ЭЭС и детальности ее представления), а межузловые связи отображают совокупность конкретных ЛЭП. Электростанции энергоузлов описываются множеством групп однотипных агрегатов, имеющих близкие технико-экономические показатели. Модель имеет блочную структуру и включает в себя блоки балансов мощности, балансов электроэнергии зон суточных графиков нагрузки, перетоков по межузловым связям, а также блоки, описывающие функционирование и развитие разных типов генерирующего оборудования: пиковые КЭС и КЭС (и АЭС) с однозонной энергетической характеристикой, ТЭЦ, ГЭС, ГАЭС [271].

ПВК «СОЮЗ» в дальнейшем постоянно развивался и совершенствовался и до сих пор является основным средством комплексного исследования развития сложных ЭЭС.

Методические и практические проблемы обоснования строительства новых гидроэлектростанций при управлении развитием электроэнергетики и ЭЭС в стране и ее восточных районах были предметом исследования СЭИ–ИСЭМ с первых лет его существования [256, 264, 271, 298]. Это объясняется особой ролью ГЭС в системах электроснабжения и топливно-энергетического комплекса, а также их существенным влиянием на народное хозяйство, природу и социальную среду районов их размещения. Кроме того, ГЭС, как энергетические объекты, имеют ряд специфических особенностей, учет которых при управлении развитием ЭЭС представляет научный интерес.

Основная особенность ГЭС состоит в ограниченности и стохастической изменчивости располагаемых гидроэнергоресурсов и, как следствие, их энергоотдачи во времени. В результате возникает проблема обеспечения надежности электроснабжения в ЭЭС в маловодных условиях. При этом повышается потребность в мощности альтернативных источников электроэнергии.

Вторая особенность ГЭС заключается в наличии у них регулирующих водохранилищ, перераспределяющих приточность воды в соответствии с потребностями энергосистем и других отраслей водного хозяйства. Регулирование стока при использова-

нии ограниченных запасов воды из водохранилищ обусловливает взаимозависимость режимов и энергоотдачи ГЭС и их каскадов и, как следствие, энергетических балансов ЭЭС по интервалам цикла регулирования. При наличии водохранилищ многолетнего регулирования эта взаимосвязь распространяется на многие годы. А использование имеющихся в них запасов гидроэнергоресурсов становится средством управления развитием генерирующих мощностей ЭЭС [298].

Отмеченные особенности ГЭС способствовали разработке специализированных математических моделей для управления развитием смешанных (гидротепловых) энергосистем. Первые подобные модели появились еще в 1960-е годы [260, 264, 320]. Позднее были разработаны ПВК «Союз» [271], балансовая линейная модель [298] и стохастические модели [321, 322].

В моделях, созданных в СЭИ, применялись разные подходы к учету надежности электроснабжения при колебаниях приточности воды к ГЭС. Так, в нелинейной модели [260] вводятся ограничения на минимально необходимую мощность тепловых электростанций и ЭЭС в целом, один из методов определения которых описан в [264]. В ПВК «Союз» это делается с помощью зависимости гарантированной энергоотдачи ГЭС от их установленной мощности. В модели [321] задается интегральная вероятность наступления низкой приточности по интервалам расчетного периода.

В линейной балансовой модели [298] одновременно оптимизируются балансы электроэнергии по узлам ЭЭС и балансы воды в отдельных водохранилищах. Эти балансы увязываются с помощью широко распространенного показателя удельного расхода воды на производство 1 кВт электроэнергии (см., например, [73, 301]). Данная модель используется для оптимизации развития генерирующих мощностей ЭЭС с учетом многолетнего регулирования приточности воды к ГЭС.

И, наконец, еще одна особенность ГЭС. Гидроэнергостроительство в восточных районах нашей страны играет важную роль в пионерном освоении слаборазвитых территорий [298]. При этом параллельно с ГЭС создаются транспортная, строительная, энергетическая и коммунально-бытовая инфраструктуры, а также предприятия-потребители электроэнергии. Поэтому при определении целесообразности сооружения отдельных гидроузлов и их каскадов необходима оценка их комплексной народнохозяйственной эффективности. Разработанная в СЭИ методика такой оценки была апробирована на примере Схемы использования гидроэнергоресурсов Среднего Енисея [298].

В современных условиях проблема влияния ГЭС на функционирование энергетических рынков значительно активизировала исследования в области управления развитием и функционированием ЭЭС с ГЭС (см., например, [323-325 и др.]).

Основные компоненты системного подхода при управлении развитием ЭЭС, сформулированные в [271], включают:

1) иерархический подход к прогнозированию, планированию и проектированию развития электроэнергетики с учетом единых и частных свойств и взаимосвязей различных ее систем;

2) комплексное рассмотрение и учет внешних связей электроэнергетики (и отдельных ее подсистем) с другими отраслями экономики и экономикой в целом, а также экологических социальных и других неэкономических критериев и ограничений;

3) широкое применение математического моделирования, математических методов и ЭВМ;

4) надлежащий учет неполноты (неопределенности) информации, роли человека в управлении и др.;

5) совершенствование практической методологии управления развитием электроэнергетики, включая создание автоматизированных систем управления.

На базе системного подхода в [271] построена иерархия задач и решений по развитию ЭЭС с учетом неопределенности, обоснованы и представлены математические модели и методы решения этих задач, а также особенности реализации соответствующих ПВК.

Разработанные методология, математические модели и методы, ПВК были эффективно использованы в процессе начавшихся в это время работ по формированию программ развития топливно-энергетического комплекса СССР и его отраслей [274, 275].

В конце 1970-х годов в США стал широко применяться подход, называемый интегрированным планированием ресурсов [276-278]. Методологически интегрированное планирование ресурсов сродни системному подходу при управлении развитием электроэнергетики. Оно появилось как реакция на мировой энергетический кризис 1970-х годов, нанесший ущерб всей экономике США, и, в частности энергоснабжающим компаниям, а также обостривший экологические проблемы. Принципиальной целью интегрированного планирования ресурсов является минимизация долгосрочных общественных затрат на удовлетворение потребностей в электроэнергии. Включение в название термина определения «интегрированное» подчеркивает ориентацию подхода на комплексный анализ и сопоставление на равноправной основе всех доступных вариантов решения проблемы электроснабжения региона, обслуживаемого энергокомпаний, с учетом всех видов ресурсов и эффектов их использования, не ограничиваясь только ресурсами самой компании по наращиванию производства электроэнергии.

1980-е годы характеризуются совершенствованием системного подхода к управлению развитием электроэнергетики и ЭЭС [279, 280 и др.], а также появлением новых методов и формализацией некоторых задач обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС. Среди разработок этого периода целесообразно отметить:

1) формализованный метод выбора рациональной структуры генерирующих мощностей ЭЭС с учетом неоднозначности исходной информации, основанный на математической модели ЭЭС, включающей одновременное описание множества неопределенных условий ее развития и критерий выбора решения в условиях неопределенности [281];

2) формализованный подход к обоснованию решений по развитию ЭЭС в условиях многокритериальности и неопределенности информации на основе теории нечетких множеств и нечеткой логики, теории полезности и выделения Парето-эффективных решений [282, 283];

3) формализацию задачи исследований условий функционирования формируемых вариантов развития ЭЭС с помощью методов обоснованного выбора расчетных условий (схем, режимов, возмущений) на основе экспертных оценок [46] и на базе структурного анализа системы [285].

По существу, к концу 1980-х – началу 1990-х годов системный подход к управлению развитием электроэнергетики и ЭЭС сформировался в достаточно законченном виде применительно к условиям централизованной экономики в составе трех укрупненных этапов. На первом этапе электроэнергетика рассматривается в составе территориально-производственной модели ТЭК (см. разд. 4.3). Затем полученные рекомендации уточняются с использованием детальной модели развития ЭЭС типа «СОЮЗ», а также модели развития электрической сети. На третьем этапе на основе специальных математических моделей исследуются условия функционирования и надежность ЭЭС, особенности управления ее режимами и т.п.

Направления развития методологии в современных условиях. Смена экономической парадигмы в начале 1990-х годов на рыночную радикальным образом изменила условия развития электроэнергетики и ЭЭС. Однако процесс этой смены в основных позициях, связанных с реструктуризацией электроэнергетики, принципами и механиз-

мами организации электроэнергетических рынков, растянулся на полтора десятилетия и более, а методология обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний полностью еще не определилась. Процесс формирования методических основ, развития математических моделей и разработки методов обоснования развития ЭЭС в новых условиях в СЭИ–ИСЭМ в 1990–2000 гг. протекал по следующим направлениям:

1) совершенствование технологических моделей развития ЭЭС;

2) разработка новых методов обоснования решений;

3) разработка принципов и механизмов инвестирования и развития ЭЭС;

4) формирование методологии обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний.

В части *первого направления* существенной модернизации подверглась модель развития ЭЭС в ПВК «СОЮЗ» [286]. В общем случае в нее включено описание и потребителей электроэнергии. В зависимости от цели изучения используются следующие представления об учете потребителей в модели:

– При решении традиционной задачи выбора рациональной структуры генерирующих мощностей ЭЭС потребность в электроэнергии предполагается заданной и фиксированной, включения в модель блоков потребителей электроэнергии при этом не требуется.

– Для анализа вариантов развития ЭЭС в дефицитных и критических ситуациях, когда возможностей системы недостаточно для покрытия электрической нагрузки, в модели применяется блок «Дефицит электроэнергии», имитирующий недоотпуск электроэнергии и дефицит мощности. Математическое описание этого блока аналогично блоку КЭС модели с соответствующей интерпретацией коэффициентов функционала и матрицы ограничений. Для выявления дефицитной ситуации коэффициенты функционала берутся заведомо большими, чем затраты в генерирующее оборудование. Для решения задачи синтеза структуры ЭЭС с оптимальным уровнем надежности эти коэффициенты должны соответствовать реальным значениям удельных ущербов потребителей от недоотпуска электроэнергии и дефицита мощности.

– При постановке комплексной задачи оптимизации структуры ЭЭС и потребителей электроэнергии с целью оценки эффективности мероприятий по электросбережению в модель вводится описание блока «Энергосбережение» в математической форме, соответствующей блоку КЭС модели. При этом затраты на реализацию и функционирование мероприятия у потребителя включаются в функционал модели, а переменные модели, участвующие в покрытии балансов мощности и электроэнергии, соответствуют энергетическому эффекту мероприятия (снижению потребности в электрической мощности и энергии).

– При анализе с той же целью потребителей-регуляторов привлекается блок «Потребитель-регулятор». Математическое описание этого блока идентично традиционному блоку ГАЭС с соответствующей интерпретацией технико-экономических показателей, как затрат на сооружение и эксплуатацию потребителя-регулятора, параметров, определяющих возможные масштабы и режимы использования потребителей этого типа.

ПВК «СОЮЗ» в современной его компьютерной реализации на основе новых информационных технологий постоянно используется для решения различных практических задач развития ЕЭС России и ее частей, в том числе в рамках стратегий и программ развития электроэнергетики страны и регионов [287]. Наряду с традиционным использованием ПВК для оценки и выбора рациональных вариантов развития ЭЭС проводились некоторые специфические исследования: оценка эффективности мероприятий по повышению энергетической безопасности страны [288], многокритериальный анализ вариантов развития ЕЭС России [289], оценка эффективности интеграции

ЭЭС в ЕЭС России и составляющих межсистемного эффекта [290], анализ эффективности потребителей-регуляторов и энергосбережения [291], обоснование развития ЭЭС с большой долей ГЭС (на примере ЭЭС Кыргызстана) [292] и др.

На основе линейной оптимизационной модели транспортного типа и методов структурного анализа реализован вычислительный пакет программ обоснования развития электрической сети [293, 294]. Пакет имеет средства визуализации электрической сети на карте с использованием геоинформационных технологий.

В целях решения задач анализа эффективности межгосударственных электрических связей разработана специализированная математическая модель ОРИРЭС [295]. Структура этой модели близка к описанной модели ПВК «СОЮЗ». В модели оптимизируются совместная работа и развитие национальных ЭЭС в составе межгосударственного энергообъединения. Спецификой модели ОРИРЭС является возможность представления суточных режимов работы, максимумы которых в разных узлах приходятся на различные сезоны года, что характерно, например, при моделировании потенциальных связей ЭЭС России с ЭЭС стран Северо-Восточной Азии. Модель апробирована на ряде реальных задач обоснования межгосударственных связей. Предложена также «рыночная» модификация модели, позволяющая построить функции спроса и предложения и определить равновесные цены и объемы торговли на рынке межгосударственных перетоков электроэнергии [296].

Как отмечено выше, уже в первых работах СЭИ по методологии обоснования развития ЭЭС ввиду сложности проблемы рассматривалась необходимость разработки и использования иерархической системы взаимосвязанных моделей. При этом декомпозиция общей проблемы на отдельные задачи, как правило, осуществлялась по субъективным (административным, территориальным, на основе опыта и др.) признакам. Уже в работе [285] показано несоответствие такой декомпозиции реальной неоднородной структуре исследуемых ЭЭС. С целью формализации процесса построения иерархической системы моделей при обосновании развития ЭЭС разработана технология, основанная на агрегировании-дезагрегировании моделей ЭЭС с использованием декомпозиции на основе структурного анализа, трансформации отношений предпочтения при выборе решений и трансформации множества альтернатив от одного уровня иерархии к другому. Иерархия взаимосвязанных моделей строится на базе анализа структурной неоднородности системы [296]. Использование этого подхода при формировании структуры модели для ПВК «СОЮЗ» [292] и параметров потоковой модели при оптимизации электрической сети [294] показало его эффективность.

Обоснование энергетических объектов является неотъемлемой и ответственной частью управления развитием ЭЭС, причем этот процесс для каждого типа объектов имеет свою специфику. Для решения этой задачи разработан трехэтапный подход [297, 298]. На первом этапе анализируются потенциальные рынки сбыта электроэнергии на основе перспективных энергобалансов ЭЭС, в рамках которых исследуется данный объект. Для этого используются модели типа СОЮЗ и ОРИРЭС. На втором этапе определяется сравнительная энерго-экономическая эффективность объекта по сравнению с альтернативными решениями с оценкой чистого дисконтированного эффекта. На третьем этапе выполняется финансовый анализ объекта. Рассмотренный подход апробирован на примерах обоснования ГЭС и межгосударственных электрических связей [73].

В части результатов *второго направления* исследований – разработки новых методов обоснования решений по развитию электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний – необходимо отметить следующие новые разработки.

Для многокритериального анализа решений на основе теории полезности разработан формализованный метод определения весовых коэффициентов в многокритериальной аддитивной функции полезности [289]. Для решения задачи выбора на основании много-

критериальной функции полезности необходимо определить отношение предпочтения для лица, принимающего решения (ЛПР). В основе отношения предпочтения может быть вероятностная или рисковая идеологии, которые сами по себе являются предельными случаями, односторонне отражающими реальную ситуацию. Поэтому необходимо рассматривать комплексный критерий, включающий вероятностную и рисковую оценки, а окончательный выбор на основе этого комплексного критерия оставить за ЛПР, снабдив его дополнительной информацией, характеризующей области доминирования составляющих комплексного критерия. Проблема состоит в определении весовых коэффициентов в комплексном критерии. Для их нахождения разработан формализованный метод путем решения специальной системы алгебраических уравнений [299].

Альтернативным методом многокритериального выбора является метод анализа иерархий [300], в виде которых представляется рассматриваемая проблема здесь представляется в виде иерархии. На первом уровне находится цель решаемой задачи (выбор рационального варианта развития ЭЭС). Второй уровень составляют *K* критериев оценки решения. Третий – *I* вариантов развития системы. Выбор решения осуществляется на основе составления матриц попарных сравнений элементов второго и третьего уровней иерархии и синтеза приоритетов на этих уровнях снизу вверх с помощью специальных процедур обработки матриц. Обычно сравнение элементов проводится с использованием субъективных суждений, численно задаваемых по шкале, разработанной авторами метода. В [299] предложено при сравнении элементов второго уровня иерархии использовать веса единичных критериев многокритериальной функции полезности, а для сравнения элементов третьего уровня – значения единичных функций. Такая модификация метода анализа иерархий снижает субъективизм оценок.

Другая группа задач этого направления связана с разработкой многокритериальных игровых методов обоснования решений по развитию ЭЭС. Рассматривается множество *I* вариантов развития ЭЭС, множество *J* сценариев внешних условий и множество *K* критериев оценки решений, причем последнее включает подмножества критериев для каждого из субъектов отношений. С использованием моделей, решающих различные задачи обоснования развития ЭЭС, формируется *K* матриц размерностью $I \cdot J$ – $X^k = \{x_{ij}^k\},\ i = \overline{1, I};\ j = \overline{1, J};\ k = \overline{1, K}$, где x_{ij}^k – оценка варианта *i* по критерию *k* при условии реализации сценария внешних условий *j*.

В случае одноуровневой кооперативной игры задача решается с использованием вектора Шепли. При этом в качестве характеристической функции в векторе Шепли, в отличие от традиционного подхода с применением функции затрат, предложено принимать многокритериальную функцию полезности [301, 302]. При учете регулирования взаимоотношений электроэнергетических компаний в процессе обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС задача рассматривается в виде иерархической многокритериальной игры, в которой на верхнем уровне формируется вектор регулирующих воздействий, а на нижнем – обосновываются направления развития энергетических компаний с учетом заданных регулирующих воздействий [303]. Используется тот же аппарат вектора Шепли.

Применительно к проблемам обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний в рыночных условиях неопределенные факторы включают не только традиционные составляющие (неопределенность уровней электропотребления, цен на топливо и оборудование и др.), но и неопределенность мотивации поведения других субъектов отношений. В этих условиях подходящим для реализации является аппарат «игр с природой». Ранее он использовался для случая учета традиционных факторов неопределенности [76]. В [304] среди сценариев внешних условий для вертикально интегрированной электроэнергетической компании рассмотрены и сцена-

рии поведения соседних компаний. Анализ матрицы игры показал, что общим является критерий Гурвица. Исследование значений критерия Гурвица при вариации весового коэффициента от 0 до 1 позволяет уменьшить количество вариантов решений, что облегчает, но не решает полностью проблему выбора. В [305] предложена процедура формирования и использования нечеткой матрицы игры для обоснования решений по развитию ЭЭС.

Формирующиеся электроэнергетические рынки (ЭЭР) в силу ряда причин (низкая эластичность спроса на электроэнергию, высокие затраты на вхождение в рынок и инвестиционные риски и др.) неизбежно являются несовершенными. В таких условиях возможно формирование олигополий, действия которых как в краткосрочном плане, так и в долгосрочной перспективе (в процессе развития и инвестирования) приводят к снижению эффективности данных рынков [306]. Для исследования развития электроэнергетики в условиях олигополистической конкуренции разработана одноузловая статическая модель несовершенного электроэнергетического рынка [307], применяющая подход Курно и позволяющая находить точки равновесия Нэша на ЭЭР, в том числе с учетом развития генерирующих мощностей. Таким образом, найденные в модели точки Нэша характеризуют состояния долгосрочного и краткосрочного равновесий на ЭЭР с олигополистической конкуренцией.

В модели выделены компании, участвующие в ЭЭР, финансово-экономические интересы которых отражены в их целевых функциях. При этом анализируется технологическая целостность электроэнергетической системы (в рамках которой организован ЭЭР) путем задания соответствующих технических взаимосвязей и ограничений, включая балансовые. Модель позволяет рассчитывать совместные режимы работы (суточные, недельные и годовые), развитие и инвестирование компаний, а также их прибыль, равновесную цену на рынке, затраты на функционирование и развитие и другие финансово-экономические и технические показатели компаний, а также ЭЭС в целом. В модели задается линейная функция спроса. Она может быть построена с учетом имеющихся оценок перспективного потребления электроэнергии и цен на нее, а также известных значений эластичности спроса на электроэнергию.

В части разработки принципов и механизмов обеспечения инвестирования и развития электроэнергетики (*третье направление* исследований) необходимо проанализировать роль государства в эффективном регулировании развития электроэнергетики, а также принципы инвестиционной политики и механизмы стимулирования инвестиций в электроэнергетику России [308-310].

Развитие генерации обеспечивается в основном за счет привлечения частных инвестиций, при этом создается система обеспечения бездефицитного развития тепловых электростанций, страхующая риски инвесторов и субсидирующая из специального фонда дополнительный ввод генерации для недопущения возникновения дефицита мощности. Ядерная энергетика и, частично, гидроэнергетика развиваются за счет государственных инвестиций. Важную прогнозную роль играет при этом разработка программ и планов развития электроэнергетики.

Развитие электрической сети обеспечивается в основном за счет государства с привлечением частных инвестиций.

Разработана имитационная финансово-экономическая модель (ФИНЭКОМ) генерирующей компании как инструмент для решения широкого круга задач, связанных с повышением эффективности ее управления, в первую очередь, в области развития компании и привлечения инвестиций. Модель представляет собой систему взаимосвязанных блоков в виде электронных таблиц Excel. Основные исходные данные содержатся в блоке внешних условий (ставки налогов, процентов по кредитам, цены на покупную и отпускную электро- и теплоэнергию, цены на топливо и др.). Исходной информацией

также является инвестиционная программа компании. В расчетах отражается основная деятельность компании в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности на период 15–20 лет. Выходными результатами модели являются финансовые показатели эффективности, ликвидности и устойчивости компании, сформированные в соответствии с ее целями.

На базе изложенных разработок определены методические основы развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний (*четвертое направление* исследований) [287, 310 и др.]. С учетом организационных структур электроэнергетики и интересов субъектов отношений рассматриваются три группы задач: государственные стратегии и программы развития электроэнергетики и ЭЭС (федеральный, межрегиональный и региональный уровни); стратегические планы развития электроэнергетических компаний; инвестиционные программы конкретных электроэнергетических объектов и их групп. Перечисленные группы задач решаются при рациональном сочетании рыночных механизмов и государственного регулирования развития электроэнергетики, это сочетание различно для разных групп задач. Формируются временная и территориальная иерархии задач развития электроэнергетики на уровне государственных стратегий и программ, а также группы задач, относящихся к электроэнергетическим компаниям и инвесторам. Для решения задач используются многокритериальные методы математического программирования и игровые подходы при согласовании интересов государства и электроэнергетических компаний. Создаются необходимые механизмы и проводятся организационные мероприятия по инвестированию и развитию электроэнергетики, обеспечиваемые соответствующей законодательной базой.

В России в последние 15–17 лет методические исследования по обоснованию развития электроэнергетики систематически проводятся еще лишь в двух организациях – ЭНИН им. Г.М. Кржижановского [311] и ИНЭИ РАН [312]. В ЭНИН основные результаты связаны с разработкой государственных стратегий и программ развития электроэнергетики. В ИНЭИ в дополнение к методическим основам разработки перспектив развития рассматриваются также инвестиционные проблемы в электроэнергетике [313].

Зарубежные исследования в области обоснования развития ЭЭС активизировались во второй половине 1990-х годов. Продолжены работы по многокритериальной оценке электроэнергетических проектов и развития ЭЭС [314 и др.], при этом во многих случаях речь шла об аддитивной свертке единичных критериев в виде составляющих затрат. Рассмотрены теоретико-игровые модели развития генерации [315, 316 и др.] и электрической сети [317, 318 и др.], причем эти проблемы исследовались в форме некооперативной игры в предположении отсутствия регулирования, а задачи развития электрической сети ставились на основе аппарата кооперативных игр. Продолжены работы по использованию технологии интегрированного планирования ресурсов. В то же время методические обобщения в части общей технологии обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний пока отсутствуют, за исключением, может быть, появившихся в последнее время предложений по так называемому холистическому планированию развития ЭЭС, которое является, по сути, новой интерпретацией интегрированного планирования ресурсов применительно к новой структурной организации электроэнергетики и рыночным механизмам взаимодействия электроэнергетических компаний [319].

Таким образом, в исследованиях ИСЭМ по обоснованию развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний имеет место комплексный подход к рассмотрению проблемы, получены существенные методические результаты и сформированы основные положения методологии. Необходимы дальнейшие исследования по уточнению, детализации и формализации методологии обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС

и электроэнергетических компаний, а также структуризации и формализации конкретных задач и разработке математических моделей и методов их решения.

4.9. Исследование развития теплоснабжающих систем

Теплоснабжение страны представлено множеством объектов, производящих, передающих и распределяющих тепловую энергию для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных, административно-хозяйственных и промышленных зданий, а также для обеспечения технологических целей, которые могут быть удовлетворены теплотой низкого и среднего потенциала в виде пара и горячей воды. В физико-техническом смысле этот процесс имеет достаточно условный характер, поскольку не объединен каким либо координирующим органом и представляет собой множество локальных систем централизованного (СЦТ) и децентрализованного (ДЦТ) теплоснабжения, рассредоточенных по отдельным населенным пунктам (или их районам) и промышленным узлам. В то же время в экономическом, технологическом, правовом и управленческом (в части развития и функционирования) аспектах сфера теплоснабжения имеет общенациональный характер единой системы – это отрасль топливно-энергетического комплекса (ТЭК) со своими потребностями в топливе, оборудовании, материалах, инвестициях и трудовых ресурсах.

Теплоснабжение обладает высокой социальной и экономической значимостью, являясь едва ли не самой важным механизмом жизнеобеспечения населения страны, поскольку две трети территории России расположены в суровых климатических условиях, а доля жилищно-коммунального хозяйства в потреблении тепловой энергии достигает 60 % и более. Услугами централизованного теплоснабжения в стране пользуются около 100 млн чел. (70 % от всего населения страны). Это топливо- (потребляется более 40 % первичных ресурсов), трудо- (свыше 2 % от числа работающих в стране, с наиболее низким профессиональным уровнем персонала) и капиталоемкая отрасль топливно-энергетического комплекса страны с наибольшим потенциалом энергосбережения (до 50 % потребляемого топлива), а объем производства тепла в 2,5 раза превышает выработку электроэнергии. На долю России приходится около 44 % мирового централизованного производства тепловой энергии.

Активное развитие теплоснабжения и, прежде всего теплофикации, в России началось в рамках реализации плана ГОЭРЛО (1920 г.) [240], хотя первая теплофикационная система была запущена в эксплуатацию в 1903 г. [326]. Этому способствовало создание научно-методической базы, обеспечивающей решение множества вопросов, возникающих при сооружении теплоснабжающих систем. К их числу относятся основные положения и методические подходы по выбору мощности, типа и состава теплофикационного оборудования ТЭЦ, методы расчета режимов и оптимизации параметров тепловых сетей, определение типа и параметров теплоносителя, выбор способов регулирования и передачи тепловой энергии потребителям, а также схем их присоединения к тепловым сетям и др. Большой вклад в решение этих вопросов внесли отечественные исследователи и инженеры Л.Л. Гинтер [327], А.М. Занфиров [328], С.Ф. Копьев [329], П.Л. Давидсон [330], В.В. Дмитриев [331], Н.И. Дунаевский [332], В.К. Дюскин [333], Л.А. Мелентьев [334], Е.Я. Соколов [335, 336], В.Я. Хасилев [337, 338], Б.Л. Шифринсон [339], Л.К. Якимов [340], Б.М. Якуб [341, 342] и др. [343, 344].

Общесистемная концепция плана ГОЭРЛО [240] и используемый при его разработке комплексно-энергетический подход по обоснованию энергоснабжения страны и ее территорий потребовали по-новому взглянуть на процессы формирования и сооружения теплоснабжающих систем (ТСС). Дальнейшее развитие получили основные положения и методы оптимизации структуры, схем и параметров ТСС и теплоэнергетического обору-

дования. Актуальными стали вопросы выбора структуры, параметров и состава основного оборудования ТЭЦ, их роли и участия в электроэнергетических системах. Широкая дискуссия была развернута по выбору оптимального соотношения теплофикационного и конденсационного циклов на ТЭЦ и соответственно режимов их функционирования. Все это вносило существенные изменения в методологию обоснования решений и сопровождалось совершенствованием принципов и методических основ проектирования теплоснабжающих систем. Вместе с тем все они были ориентированы на возможности «ручного» счета и аналитические (классические) методы расчета и оптимизации.

Ко времени создания СЭИ (ИСЭМ) развернулось массовое жилищное строительство и формирование промышленных комплексов. Энергетика также переживала новый этап, сопровождающийся высокими темпами роста. Потребление тепла в период с 1950 по 1980 г. в стране выросло более чем в 7 раз, уровень централизации теплоснабжения повысился с 12 до 53 %, доля индивидуальных установок сократилась с 57 до 15 %. Доля ТЭЦ в суммарном отпуске тепловой энергии с 1950 по 1970 г. увеличилась с 12 до 37 % [345]. Существенно возросли электрические нагрузки городов. Теплофикация из промышленных центров постепенно переместилась на обеспечение жилищно-коммунальных нагрузок городов и населенных пунктов. Значительный рост тепловых нагрузок, увеличение их концентрации на городской территории привели к созданию больших по масштабам и сложных по структуре теплоснабжающих систем. Многоаспектность и сложность возникающих при этом вопросов значительно расширила постановку известных задач и поставила новые задачи в части проектирования и эксплуатации таких ТСС. Их решение с помощью традиционных «ручных» методов расчета стало невозможным.

Сформулированное организатором и создателем СЭИ (ИСЭМ) Л.А. Мелентьевым научное направление в области теплоснабжения и теплофикации, которым он занимался с самого начала творческой деятельности, звучало как комплексное исследование проблем развития теплоснабжения и теплофикации на основе применения математического моделирования, методов расчета, оптимизации и электронно-вычислительной техники (ЭВМ). Оно было «пионерным» для того времени, отличалось масштабностью и открывало новые возможности, связанные с применением современных вычислительных средств и ЭВМ. Методическая сложность поставленных задач была обусловлена тем, что теплоснабжение должно было рассматриваться как отрасль ТЭК, а теплоснабжающие системы – как подсистемы больших систем энергетики, непрерывно развивающиеся во времени и характеризующиеся многообразием внутренних и внешних взаимосвязей, что в то время приобретало все большую значимость. Это потребовало проведения многоаспектных исследований, некоторые из них излагаются ниже.

4.9.1. Территориально-временные уровни планирования развития теплоснабжения

В соответствии с принятой в стране практикой подготовки и принятия решений по управлению развитием энергетическим комплексом была предложена трехуровневая схема территориального рассмотрения теплоснабжения, включающая город, экономический район (электрогенерирующая система) и страну [346, 347]. Это во многом было обусловлено территориальной распределенностью ТСС, и их тесной взаимосвязью с другими энергетическими системами и сферами экономической деятельности, имеющими различные территориальные масштабы. На уровне города или промышленного центра разрабатывалась Схема теплоснабжения, Технико-экономические доклады по развитию теплоснабжения выполнялись для крупных экономических районов и страны в целом. Такой подход был обоснован возрастающей ролью теплоснабжающих систем в ТЭК по мере их

количественного роста и усиления материального и экономического влияния на экономику страны и регионов при переходе рассмотрения теплоснабжения от одного уровня к другому.

Согласно развиваемой в СЭИ (ИСЭМ) теории больших систем энергетики [348, 349] ТСС является составной частью энергоснабжающего комплекса, который представляет совокупность органически связанных между собой систем тепло-, электро-, газо-, нефте- и углеснабжения. Несмотря на относительную локальность теплоснабжающих систем, в работах [350, 351] показано, что по своим масштабам, сложности, наличию развитых внешних связей они относятся к классу больших систем энергетики, обладая всеми их свойствами, такими как иерархичность, целостность, многоконтурность, пространственность, нелинейность гидравлических и экономических характеристик, непрерывность развития, динамичность, инерционность, надежность, безопасность, управляемость и т.д.

Определение технических направлений развития теплоснабжения, выбор перспективных типов источников тепловой энергии, уровней развития теплофикации в стране и масштабов применения разных типов источников тепла связано с необходимостью поиска оптимального решения не только для отдельного города, но и для всей совокупности городов в регионе и по стране в целом. В частности, наиболее эффективные источники теплоснабжения ТЭЦ по отдельным электроэнергетическим системам, работающим в рамках экономических районов, составляют около 30–40 % всех электрогенерирующих мощностей. Они существенно влияют на структуру генерации, условия топливоснабжения и режимы работы других электростанций. При рассмотрении страны в целом теплоснабжение, как отмечено выше, по своим материальным, трудовым, финансовым затратам имеет такие масштабы, которые влияют на формирование направлений и темпов развития энергетики, устойчивое функционирование социальной сферы и экономической безопасности страны [350, 352, 353]. Предложена принципиальная схема взаимоувязки задач и принимаемых решений по развитию теплоснабжения страны на различных иерархических уровнях (рис. 4.45).

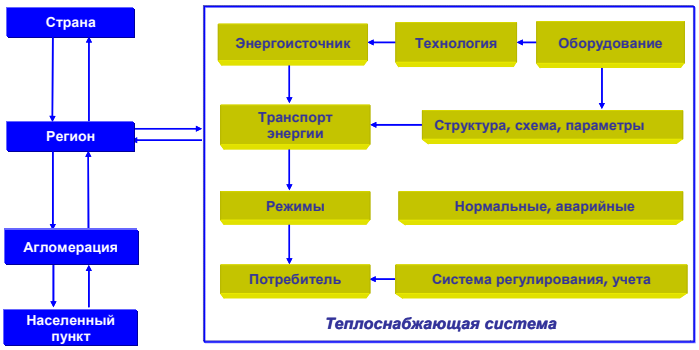


Рис. 4.45. Иерархия принятия решений при планировании развития теплоснабжающих систем.

Исследования воздействия различных факторов на общие пропорции централизованного и децентрализованного теплоснабжения, масштабы использования разных типоразмеров источников тепла позволили предложить иерархию временных уровней рассмотрения теплоснабжения и соответствующий им состав решаемых задач [346, 347]. Временные уровни и круг решаемых задач определялись как сроками рассмотрения, так и территориальным разрезом научных изысканий. От длительности расчетного периода существенно зависела глубина проработки отдельных вопросов в стране в це-

лом, в объединенной электроэнергетической системе (ОЭЭС) и в отдельно взятом городе или промышленном центре. К таким временным разрезам относились:

▪ долгосрочное прогнозирование, направленное на разработку программ научно-технического прогресса и формирование концепций развития теплоснабжения (расчетный период 15–30 лет и более);

▪ перспективное проектирование, основной целью которого является определение возможных направлений развития систем теплоснабжения (расчетный период 5–10–15 лет);

▪ планирование, включает разработку технического проекта и рабочих чертежей для отдельных энергетических объектов, рассмотренных в схеме теплоснабжения (расчетный период 5 лет и менее).

При обосновании направлений развития теплоснабжения возникает вопрос о необходимости согласования решений, получаемых в процессе оптимизации на каждом иерархическом уровне. Для этих целей в практике планирования применялся подход, предполагающий принятие решений «сверху вниз». В сфере теплоснабжения была показана ограниченность такого подхода и предложено дополнить его итерационным согласованием «снизу вверх» [350, 354]. Для реализации такого комплексного подхода в рамках развиваемой в СЭИ (ИСЭМ) теории гидравлических цепей [355, 356] был принят научно-методический подход многоуровневого моделирования (рис. 4.46) [350-354, 357]. Он реализует взаимосвязанный комплекс математических моделей и методов, которые предусматривают рассмотрение как технико-экономических, так и физико-технических аспектов систем с усилением последних по мере снижения уровня рассмотрения и приближения к техническому объекту.

Рис. 4.46. Многоуровневое моделирование теплоснабжающих систем.

Наиболее сложными в методическом отношении являются вопросы планирования развития и эксплуатации систем на уровне города. Несмотря на большую историю, здесь существует множество проблем, научно-методическое решение, которых излагается далее.

4.9.2. Структура и параметры теплоисточников

Большое разнообразие типоразмеров оборудования, изменение структуры и условий топливоснабжения, существенная неопределенность роста тепловых нагрузок, в то же время значительная концентрация в результате увеличения плотности их распределения, многообразие конструктивно-компоновочных решений как по отдельным эле-

ментам оборудования, так и по источнику в целом, сложные связи с электроэнергетической системой привели к значительному расширению зоны возможных решений, росту числа задач, трудных для приложения традиционных (аналитических) методов выбора единичной мощности, состава и сроков ввода основного оборудования теплоисточников. Ориентированные на перебор ограниченного числа предварительно заданных вариантов, они не могли гарантировать получения действительно оптимального решения. Развитие существующих и постановка новых задач стали возможны в результате применения и реализации на ЭВМ новых подходов, использующих современные достижения математики, в частности, комбинаторный метод, метод динамического программирования [346, 353, 358] и др. На их основе была разработана соответствующая методика оптимизации теплоисточников, учитывающая особенности поставленной задачи, динамику развития системы, дискретность оборудования и получившая признание при проведении исследований и в реальной практике проектирования.

При сравнении вариантов источников (так же как и систем) необходимо учитывать их сопоставимость и взаимозаменяемость (по тепло- и электроэнергии), т.е. одинаковое удовлетворение потребителей одним и тем же количеством энергии требуемого качества при достижении наилучших технико-экономических показателей в сопоставимых ценах и с применением последних технических достижений. Для этого была предложена методика приведения различных вариантов развития ТЭЦ (систем с ТЭЦ) к равному энергетическому эффекту с привлечением дополняющей мощности и выработки электроэнергии в электроэнергетической системе. Были разработаны основные принципы и условия ее применения. Во многом это стало возможным благодаря созданию и развитию теории замыкающих затрат на энергоресурсы [62, 359].

Дальнейшее развитие получили методы оптимального распределения тепловых нагрузок между источниками, оборудованием на источнике и между отборами турбин. Наряду с развитием традиционных подходов с использованием энергетических характеристик [346, 360], здесь применяются и новые методы – динамическое программирование [361, 362], метод Лагранжа, ориентированный на оптимизацию предельных издержек [363, 364] и др.

Результаты исследований, полученные с помощью изложенных подходов, имеют принципиальное значение для развития теплоснабжения и энергетики России. К их числу могут быть отнесены [346, 347, 353]:

- незначительное влияние динамики роста тепловой нагрузки на выбор типоразмеров турбин типа Т и ПТ и в то же время сильное на выбор оптимальной единичной мощности турбин типа Р;
- значительное влияние на оптимальную структуру (тип) оборудования ТЭЦ доли технологической нагрузки в общей ее структуре;
- целесообразность по экономическим показателям ТЭЦ концентрированного ввода в работу турбин типа ПТ, Т и рассредоточенного по времени ввода турбин типа Р;
- высокая эффективность опережающего ввода на вновь сооружаемых ТЭЦ пиковых водогрейных котлов, используемых до ввода турбин в базовом режиме;
- перспективность применения для покрытия тепловых и электрических нагрузок газотурбинных и парогазовых ТЭЦ с соответствующими областями их эффективного использования;
- целесообразность применения в европейской части страны атомных ТЭЦ с высокой привязанной конденсационной мощностью при относительно высоком коэффициенте теплофикации, достигающем 0,7;
- рекомендации по оптимальному количественному составу основного оборудования на теплоисточниках, например, для котельных оптимальное число кртлов находится в пределах 3-6 в зависимости от вида нагрузки и темпов ее роста.

Эти положения, в частности, поставили точку в ряде дискуссий, развернувшихся в 60–80-е годы прошлого столетия.

4.9.3. Оптимизация тепловых сетей

Количественный и качественный рост теплоснабжающих систем привел к созданию сложных распределенных по большой территории тепловых сетей, что во многом ограничило применение аналитических методов расчета, действующих нормативов и инструкций. Наряду с усложнением традиционно решаемых задач выбора конфигурации сети, оптимизации ее параметров, появились новые задачи, такие как определение оптимального способа реконструкции уже действующей тепловой сети с целью увеличения пропускной способности и выполнения технических ограничений, выбор мест расположения и параметров насосных и дроссельных станций, поиск оптимальных способов резервирования тепловых сетей при заданных требованиях надежности теплоснабжения, оптимизация тепловых сетей и др. Все это потребовало переосмысления применяемой для их решения методической базы, которая была не в состоянии способствовать реализации новых высокоэффективных технологий в теплоснабжении. Учитывая накопленный положительный опыт предшествующего развития научно-методических разработок, опираясь на оригинальные методы вычислительной математики и ЭВМ, в СЭИ (ИСЭМ) было сформулировано и далее развивалось междисциплинарное научное направление – теория гидравлических цепей (ТГЦ, см. разд. 3.2). Основным объектом исследования этой теории, наряду с системами нефте-, водо-, газоснабжения и др., стали теплоснабжающие системы. В рамках ТГЦ была предложена инженерная интерпретация поставленных задач, сформулированы требования к их решению, дано математическое описание в виде непрерывных и дискретных моделей [356, 365]. Результаты исследования позволили выяснить, насколько математические модели, принятые при разработке как существующих, так и новых методов, соответствуют реальным задачам, возникающим при развитии тепловых сетей и теплоснабжающих систем. Наличие объективно обусловленных связей между физическими, энергетическими и математическими особенностями решаемых задач, их понимание и обоснованная интерпретация предоставили возможность в каждом конкретном случае определить правомерность использования различных методов. Было показано, что объективно сложные задачи развития и реконструкции современных тепловых сетей адекватно описываются лишь с помощью дискретных моделей и могут быть решены с привлечением современных методов вычислительной математики и ЭВМ.

Многоконтурная конфигурация тепловых сетей, оснащение их насосными и дроссельными станциями, средствами автоматики и регулирования обусловили необходимость разработки методических основ идентификации состояний, расчета и оптимизации режимов [350, 366, 367], которые подробно изложены в разд. 3,4; 3,5; 3.6. Фактически – они составили основу развиваемых методов решения системных задач развития и реконструкции тепловых сетей, включающих выбор их конфигурации и параметров. Иными словами, эти задачи представляют комплексную проблему оптимального построения ТСС с включением в нее задач выбора числа, типа и мест расположения источников, трассы тепловой сети, связывающей их с потребителями, схем их присоединения и т.п. Поиск оптимальной конфигурации сети по своей сути адекватен задаче о наивыгоднейшем потокораспределении на заданной избыточной схеме, которая отражает все направления прокладки трубопроводов, допустимые для реализации по техническим, экологическим или другим условиям [368, 369]. Каждому варианту проектной схемы, получаемой из избыточной в результате удаления «лишних» участков, соответствует жестко фиксируемый вариант распределения при оптимальных их параметрах [365, 366]. Разработанные методы поиска наивыгоднейшей конфигурации тепловой сети, их реализации в виде программных комплексов [366, 369] и проведенные исследования позволили выявить многоэкстремальность экономического функционала в данной задаче и показали, что оптимальное решение для вновь создаваемой сети имеет разветвленную структуру в

виде дерева. Наличие существующих участков сети может приводить к многоконтурным схемам сетей. Для решения задачи выбора оптимальной конфигурации расширяемых и реконструируемых сетей предложен метод покоординатной оптимизации с поочередной оптимизацией напоров и расходов теплоносителя [370].

Оптимизация параметров тепловых сетей, включает выбор диаметров вновь проектируемых и реконструируемых участков, активных элементов, построение температурных графиков и т.д. Многие из этих задач либо сводятся к выбору оптимального распределения напоров между участками тепловой сети, либо включают ее в себя в качестве одного из основных компонентов. Для их решения предлагались различные методы математического программирования [346, 365, 370], но наиболее эффективным оказался метод динамического программирования (ДП) [371].

Появление контуров (колец) в существующих тепловых сетях, с одной стороны, является естественным результатом их развития, а с другой – для развивающихся систем многокольцевые решения становятся оптимальными. Учет требований надежности также приводит к образованию контуров в тепловых сетях. Их решение стало возможным с помощью разработанного метода многоконтурной оптимизации [372], который основан на выделении в исходной задаче двух самостоятельных подзадач, оптимизации параметров и расчета потокораспределения, имеющих отработанные формализованные методы и алгоритмы [351, 366]. Использование метода ДП позволяет при выборе параметров учитывать дискретность типоразмеров теплопроводов, оборудования, индивидуальные особенности системы и ее элементов, существующее состояние, технические ограничения и логические условия. Расчет потокораспределения обеспечивает реализуемость принимаемых решений и работоспособность системы при эксплуатации. Экстремальные свойства дискретных моделей обеспечивают получение значительного экономического эффекта при выполнении оптимизационных расчетов.

Требования надежности, предъявляемые к теплоснабжению потребителей, существенно усложняют задачу оптимизации тепловых сетей и приводят к многоконтурным (кольцевым) решениям. Структурное резервирование крупных тепловых сетей, как показали исследования по «цене» надежности [351], базирующиеся на специальных методиках и методах расчета, необходимо осуществлять для оптимального построения ТСС даже при условии повсеместного применения качественных, с повышенной прочностью и долговечностью, теплопроводов и другого сетевого оборудования.

Исследования с помощью разработанных методических положений и программных комплексов показали, что тепловые сети современных крупномасштабных систем являются не только капиталоемким, но и наиболее ответственным, системообразующим звеном ТСС [352, 365, 366]. Они формируют структуру теплоснабжающих систем в процессе их развития, связывают их в единую технологию по тепловым, гидравлическим режимам и значительно влияют на надежность, эффективность и качество теплоснабжения потребителей. Динамика роста тепловых нагрузок практически не влияет на развитие тепловых сетей в отличие от существенного ее воздействия на профиль, состав и сроки ввода основного оборудования ТЭЦ и котельных. Тепловые сети целесообразно рассчитывать на расчетный период, а ввод тепломагистралей осуществлять с минимально допустимой заблаговременностью, что соответствует минимальному уровню «замораживания» капитала [351].

4.9.4. Оптимизация теплоснабжающих систем

Оптимизация развития ТСС занимает центральное место среди системных задач и представляет основные методические и вычислительные трудности. Она, как правило, базируется на предварительном формировании и сравнении ограниченного числа заранее намечаемых вариантов. Применение для этих целей описанных математических

моделей, методов и реализованных на их базе программных комплексов значительно увеличивает число сопоставляемых вариантов и обеспечивает обоснованное получение наилучшего среди сравниваемых вариантов. Однако даже это не гарантирует нахождения оптимального решения, поскольку наилучший вариант может не попасть в число намечаемых для сравнения.

Исследование всей области допустимых решений с целью получения оптимального или близкого к нему варианта возможно лишь на строгой математической основе, позволяющей осуществлять формализованный перебор большого числа возможных вариантов структуры систем. В исследованиях СЭИ (ИСЭМ) это направление получило обобщение в виде упомянутого выше подхода, основанного на предварительном задании «избыточных» схем [368, 369].

Развитие этого подхода [370–373] позволило ставить и решать более сложные задачи схемно-структурной и схемно-параметрической оптимизации, составляющие комплексную проблему развития и реконструкции теплоснабжающих систем. На новом этапе развития, в связи с расширением области применения децентрализованного теплоснабжения, актуальность и возможности использования методики «избыточных» схем увеличиваются.

При необходимости решения вопросов о выборе новых источников и расширении или демонтаже уже существующих «избыточная» схема дополняется фиктивным узлом и подмножеством фиктивных связей, соединяющих его с узлами, в которых разрешается размещение реконструируемого источника или он уже имеется. Количество фиктивных связей для каждого узла-источника зависит от того, сколько альтернативных типов источников рассматривается в данном узле. Фиктивным связям ставятся в соответствие затраты в источнике, возможные варианты которых рассматриваются в инцидентном узле (рис. 4.47).

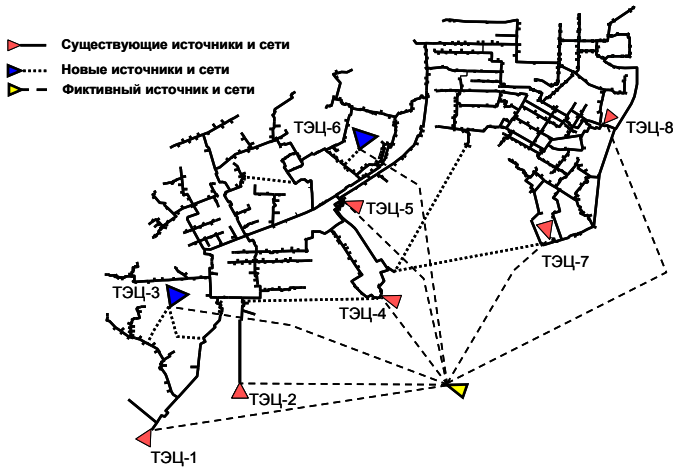


Рис. 4.47. Избыточная схема теплоснабжающей системы.

В общем случае может рассматриваться индивидуальный (децентрализованный) источник в каждом узле-потребителе. Это наряду с решением структурной задачи позволит определить оптимальный уровень централизации (децентрализации) теплоснабжения, рациональную концентрацию мощности источников, а также экономическую дальность транспорта тепла (экономический радиус теплоснабжения). Развитие методики замыкающих затрат на энергоресурсы и привлечение альтернативных вариантов топливоснабжения источников позволяет учитывать внешние связи ТСС с топливно-

энергетическим комплексом. Дальнейшее развитие методики приведения вариантов к равному энергетическому эффекту обеспечивает сопоставимость и взаимозаменяемость решений не только по источникам, что отмечается выше, но и по системе в целом.

Для управления развитием ТСС в условиях неопределенности и неполноты информации предложен подход, предполагающий организацию «скользящего», непрерывного во времени процесса принятия и реализации решений, позволяющий вести постоянный мониторинг развития системы, принимать лишь ближайшие для реализации решения и с изменением ситуации корректировать их для следующих временных интервалов расчетного периода.

Разработанный в ИСЭМ методический аппарат и вычислительный инструментарий (рис. 4.48) составили основу автоматизированной системы проектирования теплоснабжающих систем. Они нашли применение в проектной практике и продолжают использоваться в настоящее время для подготовки предложений по развитию ТСС. Наряду с этим, они позволяют вырабатывать общесистемные решения, к числу которых могут быть отнесены рекомендации по определению области применения различных типов теплоисточников, сравнительной эффективности комбинированной или раздельной схем энергоснабжения, по обоснованию совместной работы источников на общие тепловые сети, поиску оптимального уровня концентрации тепловой мощности источников и степени централизации теплоснабжения, обоснованию рациональных уровней централизации и децентрализации теплоснабжения и др.

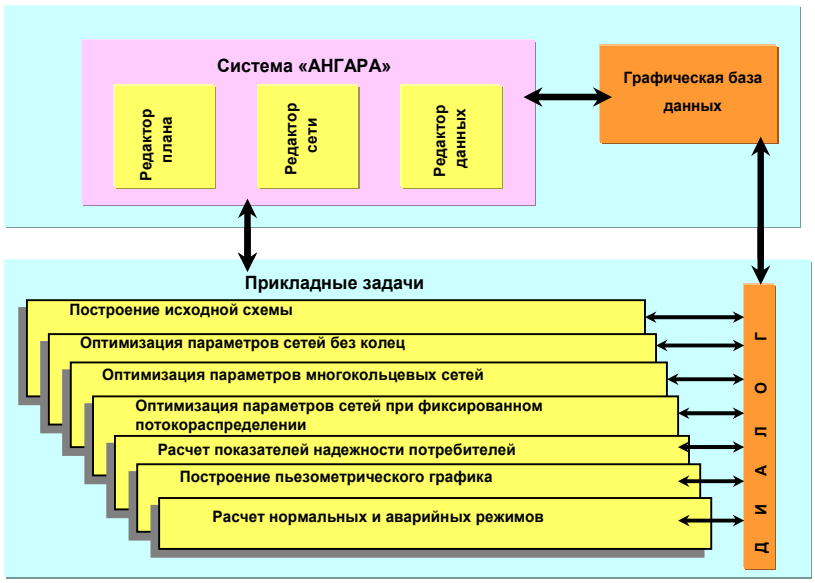


Рис. 4.48. Принципиальная структура вычислительного комплекса для проектирования теплоснабжающих систем.

4.9.5. Инновационные принципы построения теплоснабжающих систем

Переход к новым принципам построения систем предполагает их иерархическую структуру на основе деления транзитных, магистральных и распределительных ТС с помощью узлов управления, создание структурной и параметрической избыточности ТС, обеспечивающей взаиморезервирование ИТ, тепловых сетей, их управляемость в нормальных и аварийных режимах, а также разделение источников тепла, тепловых се-

тей и теплопотребляющих установок потребителей на гидравлически независимые контуры с использованием теплообменников, автоматики и систем регулирования [374] (рис. 4.49).

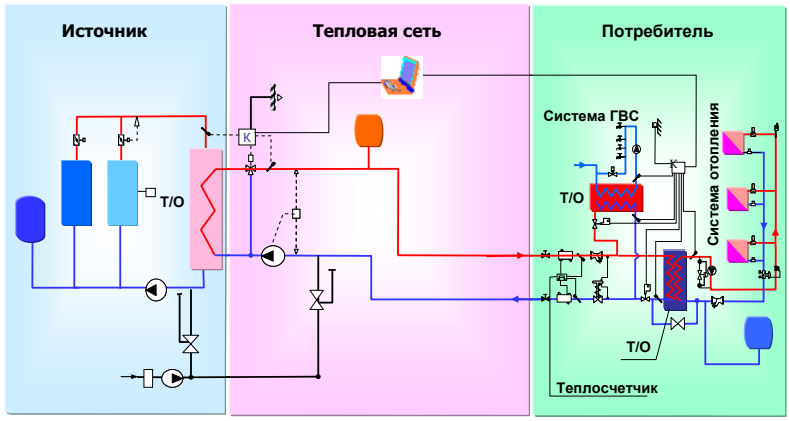


Рис. 4.49. Технологическая схема трехконтурной системы теплоснабжения.

Перечисленные структурные преобразования ТСС создают необходимые условия для внедрения энергоэффективных технологий функционирования систем и системно-технологических преобразований. К их числу могут быть отнесены: переход от качественного к качественно-количественному и количественному регулированию с переменными расходами теплоносителя; снижение максимальной температуры теплоносителя при сохранении и даже увеличении фактически используемого перепада температур; понижение давления сетевой воды во всех звеньях системы.

Техническое переоснащение систем включает следующий комплекс мероприятий: реконструкцию и сооружение ТС на базе современных конструкций и технологий прокладки теплопроводов с системой оперативного контроля, управления и диагностики их состояния, использование шаровой, дисковой и другой запорно-регулирующей арматуры с электроприводом и дистанционным управлением; внедрение системы автоматики и регулирования, приборов учета и измерения с созданием на их базе автоматизированной системы диспетчерского управления; широкое применение на источниках, в тепловых сетях и у потребителей автоматизированных тепловых пунктов с пластинчатыми теплообменниками, системами управления и регулирования.

Реализация данных направлений фактически означает переход на новые инновационные технологии эксплуатации отечественных теплоснабжающих систем, которые позволят повысить эффективность производства электрической и тепловой энергии, сократить потери тепла и теплоносителя, увеличить долговечность оборудования и трубопроводов, сделают возможным привлечение для совместной работы не только крупные, но также нетрадиционные и возобновляемые источники тепла. Так, снижение температуры подаваемой сетевой воды на 1 ºС увеличивает выработку электрической энергии на ТЭЦ на 0,1–0,3 %, а потери тепла в тепловых сетях при этом сокращаются примерно на 0,3 % от его отпуска в сеть.

4.9.6. Позиционирование работ ИСЭМ за рубежом

Актуальная для России проблема оптимального развития и сбалансированности теплоснабжающих систем достаточно широко обсуждается и в зарубежной литературе [375–383]. При этом наибольшее внимание также уделяется поиску оптимальной структуры теплоисточников, вовлечению в теплоснабжение возобновляемых источников

энергии, формированию рациональной схемы построения систем, их автоматизации и управлению технологическими процессами производства, транспорта и потребления тепла [384–389]. Высокий уровень технической оснащенности ТСС во многом упрощает требования к методической базе. В то же время для России с ее сверхмощными ТСС данная проблема является более сложной не только в техническом, организационном, финансовом, но и в методическом отношении. Вопрос концентрации мощности теплоисточников в европейских городах решается индивидуально, с учетом конкретных условий, однако их предельный уровень, как правило, определяют системы транспорта. Так, в Германии единичная тепловая мощность ИТ не превышает 300 МВт, а качество элементов и техническое оснащение тепловых сетей гораздо выше российского, и тем не менее увеличение единичной мощности источников теплоты здесь считается нецелесообразным из-за резкого удорожания тепловых сетей. В этих условиях проблема преобразования существующих СЦТ сводится в основном к изменению структуры топливоснабжения ИТ в сторону увеличения доли высококачественного топлива, замене или доукомплектации оборудования источников с учетом экологических требований (кстати, более жестких, чем в России), перекладке ветхих участков тепловых сетей с уточнением их параметров и к оснащению систем современными техническими средствами автоматизации и телемеханизации.

Значительное внимание в последние годы в зарубежных публикациях, уделяется вопросам эффективной эксплуатации теплоснабжающих систем. Большое число работ посвящено оптимизации режимов работы нескольких источников теплоты на единые тепловые сети [390, 391]. В развитии методического обеспечения и технического оснащения наши направления во многом совпадают. Более того, отечественные работы по схемно-структурной, схемно-параметрической оптимизации ТСС, идентификации состояния и наблюдаемости режимов функционирования систем имеют передовой научный уровень. Объединение этих исследований в рамках оригинального научного направления «Теория гидравлических цепей» обеспечивает решение всего комплекса задач развития и функционирования теплоснабжающих систем на единой информационно-методической основе, придает им междисциплинарный характер и не имеет аналогов в мире.

Существенные сдвиги произошли в области создания эффективного энергогенерирующего оборудования, перспективных схемных, конструктивных решений и способов прокладки теплопроводов тепловых сетей, а также в части технологического совершенствования теплопотребляющих установок [391, 392]. Основным направлением развития теплоснабжающих систем за рубежом является ориентация на разнотипные когенерационные установки ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ небольшой мощности, на использование малых блок-ТЭЦ и блочных высокоэффективных котельных [394–397]. К такому же выводу приходят в своих исследованиях и отечественные специалисты [398–402], в том числе и ИСЭМ [346, 352, 353, 362, 371].

4.9.7. Практические приложения

Постановка новых задач, разработка методов их решения, их адаптация к реальным условиям на протяжении всех лет существования Института осуществлялась непосредственно с выполнением реальных проектов по развитию теплоснабжающих систем конкретных городов и разработке рекомендаций для подготовки стратегических направлений развития теплоснабжения.

Совместно с ведущими проектными институтами «ВНИПИЭнергопром», «Теплоэлектропроект» было выполнено множество реальных проектов по развитию и реконструкции теплоснабжающих систем гг. Москвы, Санкт-Петербурга, Киева, Алма-Аты,

Риги, Минска, Омска, Новосибирска, Уфы, Иркутска, Хабаровска, Усолья-Сибирского, Шелехова и др. Все они отличались новизной предлагаемых решений, обеспечивающих им энергетическую и экономическую эффективность, повышение качества и надежности теплоснабжения. Многие из предложений и рекомендаций были практически реализованы. Впервые на этих проектах были апробированы методы оценки надежности теплоснабжения потребителей и способы ее повышения, нормативные показатели надежности и их количественные оценки. Впоследствии они легли в основу требований по надежности теплоснабжения, принятых в СНиП «Тепловые сети».

На рис. 4.50 для одной из реальных ТСС представлены результаты оптимизации зон действия источников тепла и радиусов теплоснабжения, обеспечивающие выполнение требований по надежности снабжения тепловой энергией потребителей.

Рис. 4.50. Оптимальные зоны действия теплоисточников в теплоснабжающей системе.

Большое количество выполненных практических работ, объективное знание ситуации позволили фактически впервые сформулировать важнейшую государственную проблему энергосбережения в теплоснабжении. Выполненные еще в 1970-е годы работы привлекли внимание к огромным потерям энергии в теплоснабжении [403]. Эти работы не только констатировали наличие проблемы, но и показывали возможные технические, экономические, организационные пути ее устранения. Многие из них были положительно восприняты специалистами.

Предложенные в ИСЭМ на основе анализа проблем в теплоснабжении стратегические направления развития, индикативные, организационные, правовые и экономические механизмы их реализации включены в разд. Теплоснабжение «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.».

Для достижения стратегических целей развития теплоснабжения страны, направленных на достижение высокого уровня комфорта, надежного и безопасного обеспечения населения и отраслей экономики страны расширяющимся комплексом услуг по теплохладоснабжению при доступной их стоимости, приоритетными должны стать следующие основные задачи:

– предпочтительное развитие теплоснабжения России и ее регионов на базе теплофикации с использованием современных экономически и экологически эффективных когенерационных установок широкого диапазона мощности;

– распространение сферы теплофикации на базе паро- и газотурбинных, газопоршневых и дизельных установок на область средних и малых тепловых нагрузок;

– оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения с выделением соответствующих зон;

– развитие систем «централизованно-распределенной» генерации с разными типами источников, расположенных в районах теплопотребления;

– модернизация систем децентрализованного теплоснабжения путем применения высокоэффективных конденсационных газовых и угольных котлов, когенерационных геотермальных, теплонасосных и других установок;

– максимально возможное сокращение производства электрической энергии по конденсационному циклу на ТЭЦ, выработки, вынос ее выработки по условиям экономичности на загородные тепловые электростанции;

– изменение структуры систем теплоснабжения, включая рациональное сочетание системного и элементного резервирования, оснащение автоматикой и измерительными приборами в рамках автоматизированных систем диспетчерского управления нормальными и аварийными режимами их эксплуатации, переход на независимую схему подключения нагрузки отопления (вентиляции и кондиционирования) и закрытую систему горячего водоснабжения;

– совместная работа источников тепла на общие тепловые сети с оптимизацией режимов их функционирования;

– реконструкция действующих ТЭЦ, котельных, тепловых сетей и тепловых энергоустановок (включая теплопотребляющие установки), проведение теплогидравлической наладки режимов, повышение качества строительно-монтажных и ремонтных работ, своевременное выполнение регламентных мероприятий, оснащение потребителей стационарными и передвижными установками теплоснабжения в качестве резервных и/или аварийных источников теплоснабжения;

– разработка нормативно-правовой базы, обеспечивающей эффективное взаимодействие производителей тепла, организаций, осуществляющих его транспортировку и распределение, а также потребителей в рыночных условиях функционирования отрасли.

Эти цели и задачи должны составить основу государственной политики в сфере теплоснабжения. Основные механизмы ее реализации должны включать:

– систему институционального обеспечения, государственного регулирования и надзора;

– основы технической, организационной и инвестиционной политики, сформулированной в рамках национального проекта «Тепло России»;

– систему мер по государственной поддержке инвестиционно-привлекательных программ и проектов, реализуемых в рамках национального проекта по теплоснабжению «Тепло России» и поддержке населения с низкой платежеспособностью;

– формирование типовых моделей рынка теплоснабжения, а также создание соответствующего нормативного и правового их регулирования;

– регулирование и совершенствование системы тарифообразования на тепловую энергию, обеспечивающей инвестиционную привлекательность и обладающей стимулирующими функциями (включая обязательный переход на применение двухставочного тарифа и внедрение метода экономически обоснованной доходности инвестированного капитала);

– систему мер по эффективному использованию тепловой энергии и энергосбережению в теплоснабжении;

– перспективное индикативное планирование развития теплоснабжающих систем;

– комплекс мер, стимулирующих развитие теплофикации (когенерации) и использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;

– подготовку, принятие и обеспечение выполнения пакета документов по энергетической безопасности в теплоснабжении;

– создание эффективной многоуровневой системы мониторинга, включая статистическую отчетность;

– организацию информационной поддержки реализации долгосрочной государственной энергетической политики в сфере теплоснабжения.

Таким образом, за прошедшие 50 лет в Институте созданы теоретические основы решения задач управления развитием и функционированием теплоснабжающих систем, сформулированы инновационные направления преобразования и реформирования теплового хозяйства России и ее регионов.

Вызовы времени ставят новые задачи в теплоснабжении, формируют целевые установки и условия их реализации. Это требует развития и совершенствования, а в ряде случаев разработки прогрессивных подходов и методов их решения. Творческая активность, инициатива и объективное видение проблем позволяет надеяться на успешное решение этих задач.

4.10. Обоснование развития систем газоснабжения

4.10.1. Краткий обзор исследований по проблемам обоснования развития систем газоснабжения

При изучении работ, касающихся исследуемой тематики, целесообразно проследить их трансформацию от рассмотрения отдельных вопросов обоснования показателей развития и функционирования объектов газоснабжения до их комплексного, взаимосвязанного исследования в сложных газоснабжающих системах. Можно выделить несколько направлений. Значительная часть отечественных и зарубежных публикаций посвящена общим характеристикам газопроводного транспорта и газодобывающих предприятий, описанию технологии их строительства и способов прокладки газопроводов, других объектов, целевого назначения и конструктивных особенностей, исследованию потоков газа и надежностных аспектов и т.д. Сюда же относится различного рода справочная литература. Другая часть публикаций рассматривает вопросы эксплуатации газотранспортных систем, управления режимами их работы, расчеты потокораспределения в системе трубопроводов, оптимизацию режимов, а также постановки и методы задач анализа и синтеза надежности этих объектов. Не меньший по объему список содержит публикации по тем же проблемам для газодобывающих предприятий и подземных хранилищ газа. Целесообразно выделить работы, претендующие на полное исследование газоснабжающих систем с позиций системного подхода.

Определению оптимальных параметров объектов трубопроводного транспорта газа и нефти, а также рациональной их надежности посвящены работы М.Г. Сухарева и Е.Р. Ставровского [411, 412, 414, 424–427]. В них рассмотрены методы проектирования этих объектов в тесной взаимосвязи экономических и технологических параметров с учетом возможностей случайных изменений функционирования системы, колебания спроса и компенсации дефицита продукта в напряженных ситуациях за счет маневрирования потоками и использования резервов. Авторами этих работ проведено комплексное исследование проблемы обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводных систем и при их проектировании, разработаны сетевые потоковые модели, модель систем подготовки запасов, добычи и переработки газа, магистрального транспорта, агрегированного потребителя, подземных хранилищ газа, функционирования системы в годовом цикле, статические и динамические модели развития системы, оптимизации эксплуатационных резервов и др.

В трудах А.И. Гарляускаса и др. [439] обоснован методический подход к решению комплекса задач оптимизации действующих систем МГ, проектируемых с учетом фактора надежности при статистических и динамических условиях представления развития многоконтурных газоснабжающих систем; на основе линеаризации газодинамических уравнений и аппроксимации исходных характеристик математически описаны элементы и звенья систем газоснабжения; решены некоторые задачи оптимизации эксплуатационных режимов при стационарных условиях транспорта газа; показаны системы моделей для обоснования оптимальных уровней надежности и резервирования как для локальных систем транспорта газа, так и для ЕСГ в целом; разработаны системы моделей для расчета оптимальных отборов из газодобывающих районов.

Выполнены исследования, посвященные обоснованию основных направлений развития газовой промышленности в составе ТЭК и других отраслей экономики на этапе перехода от планово-административных методов управления к рыночным отношениям (например, В.А. Саркисяном [442, 443]), с использованием критериев оценки эффективности «нетто-продукция отрасли». Этот показатель характеризует долю потенциальной энергии газа после удовлетворения потребности газовой промышленности в продукции и услугах других отраслей народного хозяйства. При этом хозрасчетная эффективность отрасли оценивается по потоку наличности с обоснованием источников финансирования и прогнозов получения и использования прибыли.

Для этапа технико-экономического обоснования развития региональных систем транспорта газа под руководством А.М. Карасевича [444], разработаны оптимизационные математические модели, в которых с позиции системного подхода определяются конфигурация, потокораспределения и параметры этих объектов; в статистической и динамической постановках разработаны дискретно-непрерывные и булевы модели оптимального проектирования развития региональных систем транспорта газа, а также модели проектирования этих систем с учетом сезонной неравномерности газопотребления, неоднозначности исходной информации, вероятного спроса на газ, нечетко заданной исходной информации и т.п.

С первого года образования в СЭИ (ИСЭМ) (1960) под научным руководством Л.А. Мелентьева стали развиваться исследования по определению оптимальной структуры энергетического баланса с использованием ЭВМ.

В 1962 г. Ю.А. Кузнецовым и др. [431] разработана методика оптимизации структуры энергетического баланса, в которой особое внимание наряду с другими системами энергетики уделялось планированию развития газоснабжающих систем. Проводились исследования по оптимизации параметров магистральных газопроводов, по определению экономических интервалов их производительности и по другим вопросам [432–435]. Под его руководством была разработана линейная математическая модель для оптимизации Единой газоснабжающей системы [432, 433, 439]. На основе этой модели совместно с «ВНИИЭГАЗпромом» проводились циклы исследований по определению оптимальной структуры газоснабжающей системы страны в 1967–1970 гг. Результаты этих исследований использовались Мингазпромом СССР при разработке генсхемы газовой промышленности (1970 г.). Теоретические исследования развивались в направлении совершенствования математических моделей для оптимизации систем газоснабжения с учетом режимных факторов, динамических и вероятностных свойств ЕСГ. Осуществлялась разработка методов, моделей и программных средств для построения эквивалентных характеристик магистральных газопроводов и месторождений газа с учетом надежности, а также и вопросов технико-экономического обоснования оптимальной надежности ЕСГ в целом

[418, 422, 437, 439–441]. Изучалось влияние отдельных факторов на характер изменения параметров жидкого и охлажденного газа, что впоследствии позволило создать методику расчета оптимальных параметров газопроводов охлажденного и сжиженного природного газа [436, 437].

Дальнейшее развитие исследований по газовой тематике шло по пути совершенствования разработки технических требований к алгоритмам и программному обеспечению систем газоснабжения [434, 435] и методов математического моделирования для анализа и расчета тепловых процессов в трубопроводах и низкотемпературных хранилищах сжиженного природного газа [438]. В начале 1980-х годов в СЭИ решаются задачи по оценке эффективности направлений научно-технического прогресса в системах газоснабжения и методические вопросы оптимизации развития ЕСГ с учетом надежности и режимов ее работы [439, 440], а также разрабатываются методы и модели анализа и оптимизации надежности газотранспортных систем [407, 418, 441].

К началу 1990-х годов в СЭИ выполнялись исследования по оптимизации развития ЕСГ как подсистемы ТЭК страны, разрабатывались математические модели, методы и программы для обоснования системной надежности многониточных магистральных газопроводов, разрабатывались алгоритмы и программно-вычислительные комплексы для оптимального развития ЕСГ в том числе и с учетом требований надежности.

Дальнейшие исследования в ИСЭМ по развитию систем газоснабжения были направлены на изучение этих систем на уровне ТЭК, отрасли, региона и объектов при современных рыночных отношениях; на создание новых и адаптирование к существующим условиям уже созданных инструментальных средств, позволяющих проводить многоуровневые исследования по развитию систем газоснабжения; на выполнение комплексных содержательных разработок основных проблем развития систем газоснабжения в России с учетом альтернативного развития других отраслей энергетики, а также приоритетного развития систем газоснабжения в восточном геополитическом направлении, с учетом требований надежности и НТП.

Таким образом, с 2000 г. основное содержание исследований составляет:

– создание методов и моделей для комплексного исследования газовой отрасли на уровнях ТЭК, отрасли, региона и объектов в современных условиях хозяйствования;

– разработка принципов взаимоувязки результатов решений моделей развития систем газоснабжения, в которых оптимизация производится по критериям народнохозяйственной эффективности, с моделями, в которых эффективность определяется на основании потоков наличностей;

– совершенствование методов, моделей и инструментальных средств оптимального развития систем газоснабжения и адаптацией их к современным условиям;

– поиск инструментальных средств для решения задач сезонного регулирования неравномерности газопотребления с учетом альтернативного топливоснабжения;

– создание инструментальных средств для исследования надежности систем газоснабжения при их развитии с целью устойчивого газо-, топливоснабжения регионов России;

– моделирование инвестиционных процессов при развитии систем газоснабжения;

– технико-экономическое обоснование на перспективу цен на природный газ для субъектов Российской Федерации (РФ) и исследование их устойчивости при неоднозначности условий развития систем газоснабжения;

– комплексные и содержательные исследования проблем развития систем газоснабжения страны.

4.10.2. Иерархия задач при комплексном исследовании развития систем газоснабжения в современных условиях

Комплексное рассмотрение развития систем газоснабжения страны при учете связей с другими отраслями народного хозяйства и с последующей детализацией решаемых вопросов, должно учитывать народнохозяйственные, государственные, отраслевые и региональные интересы, а также интересы инвесторов.

Как правило, эти интересы противоречивы. С точки зрения интересов народного хозяйства система газоснабжения должна развиваться таким образом, чтобы обеспечивать потребность экономики в использовании газа с минимальными средними издержками и соблюдением требований по защите окружающей среды. С точки зрения интересов государства система газоснабжения должна при этом еще и обеспечивать максимальное поступление денежных средств в бюджет страны. Интересы самой газовой отрасли состоят в том, чтобы получать максимальную прибыль при минимальных издержках. Интересы регионов заключаются в получении максимальных денежных средств в их бюджеты при удовлетворении собственных потребностей в газе и соблюдении требований по защите окружающей среды. И, наконец, для инвесторов основной задачей является получение максимальной прибыли на вкладываемый ими капитал в развитие газовой системы.

Необходимо учитывать и следующие обстоятельства. Объективно в мире, в условиях как централизованно управляемой, так и рыночной экономики процессы концентраций мощностей в системах газоснабжения развивались по восходящей линии, что привело, в конечном счете, к возникновению монополий. Единая система газоснабжения России представляет собой уникальную естественно-монопольную структуру. Очевидно, что для нее существует только конкуренция с угле-, нефтеснабжающей системами и с системой ядерной энергетики. На мировых рынках газа система газоснабжения РФ конкурирует с системами газоснабжения других государств.

Однако в настоящее время имеются предложения по созданию в России федерального оптового рынка газа, состоящего из регулируемого и нерегулируемого секторов. Предполагается, что регулируемый сектор федерального оптового рынка газа будет реализовывать его населению, бюджетным и другим организациям по ценам, установленным в соответствии со сложившейся практикой ценообразования. Нерегулируемый сектор должен образовать партнерство, позволяющее свободно торговать газом ОАО «Газпрому» и независимым производителям газа с крупными потребителями газа.

Данные предложения требуют критического переосмысливания, поскольку структура системы и механизмы управления исторически складывались под влиянием необходимости осуществлять плановые поставки газа потребителям, а не поставки газа потребителям, способным наилучшим образом заплатить за него.

Отметим еще и то, что поведение газоснабжающей системы как естественно монопольной структуры зависит от множества условий, в которых она существует. Эти условия определяются внутренними и внешними факторами, действие которых неоднозначно.

Внутренние факторы – система управления, организационная структура, размеры производственных мощностей, затраты на разведку запасов и поддержание добычи углеводородов и т.д. – привносят существенную неоднозначность, которая должна учитываться при выработке решений по рациональному развитию систем газоснабжения. Существенными источниками неопределенности является неполная и неточная информация о функционировании объединений и предприятий газовой промышленности.

Внешние факторы – государственное регулирование, рыночная конъюнктура, действия конкурентов (особенно на внешнем рынке), природа, также существенно

влияют на поведение системы газоснабжения. Вмешательство государства в деятельность системы газоснабжения сводится к контролю над ценами, налоговой, кредитной политике, определению объемов добычи газа и других углеводородов, тарифов и квот.

Неопределенность, с которой сталкивается газоснабжающая система, классифицируется как предсказуемая и непредвиденная. Последнюю нельзя заранее описать функцией распределения. Таким образом, неопределенность в системах газоснабжения может иметь широкий диапазон: от полного неведения о прогнозируемом будущем состоянии до возможности более или менее точно определять верхние и нижние пределы состояния.

В математических моделях рационального развития систем газоснабжения состояния системы характеризуются некоторыми числовыми величинами. В случае неопределенности имеем множество значений характеристик состояний системы, которое может представлять дискретный набор, либо непрерывный интервал (соответственно конечное и бесконечное множество). Если каждое из возможных значений можно характеризовать вероятностью, то мы имеем дело с так называемой статистической неопределенностью. Если оценка вероятность значений не представляется возможной – имеем дело с полной неопределенностью.

Особенности газоснабжающей системы как естественно монопольной структуры определяют ее силу и влияние на рынке энергоресурсов. Поэтому изучение механизмов, формирующих поведение данной структуры, имеет практическую значимость. Переход к рыночным отношениями в нашей стране осуществлен при сокращении объема производства, росте инфляции, разрыве старых хозяйственных связей, особенно между бывшими союзными республиками (в сбыте и снабжении), обострении проблемы своевременных платежей, отсутствии государственных рычагов экономического регулирования и новой правовой базы регулирования при разрушении старой. Главными факторами, сдерживающими темпы преобразования экономики в России, являются: деформированная структура хозяйства с гипертрофированной промежуточной продукцией, высокая степень монополизации производства, недостаток компетентных управляющих кадров, сравнительно низкий жизненный уровень населения и усиление экономической и социально-политической нестабильности. Все это подчеркивает важность исследований поведения системы газоснабжения, которое должно учитывать интересы народного хозяйства, правительства, отрасли, регионов и инвесторов в условиях неопределенности развития. Справиться с такой проблемой можно с помощью комплекса моделей сложных иерархически подчиненных задач развития систем газоснабжения, последовательно детализируя решения на более низких уровнях рассмотрения и тем самым в значительной мере «снимая» их неопределенность.

Выполненные методические разработки [404–408, 350], позволяющие ставить и решать задачи расчета и оптимизации развития системы газоснабжения страны с учетом ее территориальных подсистем и отдельных объектов и их технологических цепочек, ориентированы на различные временные и территориальные разрезы, отвечают следующим основным уровням рассмотрения и математического моделирования систем газоснабжения:

1) как подсистемы более общей системы ТЭК (в общеэнергетических, экономических, экологических и других межотраслевых проблемах);

2) как отрасли в целом в технико-экономическом плане (естественной монополии);

3) как функционально-целостной системы (при управлении потоками газа в нормальных ситуациях, при сезонном и аварийном регулировании) в задачах планирования и поэтапного развития, реконструкции и работы систем газоснабжения;

4) как совокупности производственно-технологических объектов и подсистем (при их проектировании и оперативно-диспетчерском управлении газоснабжением).

На первом уровне на динамической (или условно динамической) модели при учете решений системы моделей рационального развития других отраслей народного хозяйства исследуются рациональные темпы и пропорции в развитии газоснабжения отдельных регионов и страны в целом с учетом взаимодействия всех составляющих ТЭК отраслей [409].

Системы газоснабжения представляются в виде блоков в общей модели ТЭК России, отражающей баланс производства, передачи и потребления различных видов энергии по территории страны. Здесь используются модели линейного и нелинейного программирования, имитационные модели для анализа вариантов развития, а также экспертные системы.

При моделировании и решении задач этого уровня большое внимание уделяется адекватному отображению газоснабжающей системы в блоке модели ТЭК, наполнению ее соответствующей информацией и анализу полученных результатов расчета.

На втором уровне детализируются решения, полученные на первом. При этом определяются рациональные объемы добычи газа по газодобывающим центрам с выделением в каждом узле расчетной схемы действующих и новых месторождений, находятся в укрупненном виде объемы и направления межрайонных потоков газа (для каждого направления рассматриваются перетоки по агрегированным действующим и новым газопроводам), детализируются рациональные объемы потребления газа по разным регионам различных категорий потребителей. При решении этих задач получаются обобщенные количественные рекомендации по капиталоемкости различных вариантов развития газовой отрасли, по их трудоемкости, по влиянию разных экспортных стратегий на развитие системы и другим вопросам. Для решения применяются специальные методы, методы ЛП, сетевые потоковые модели, методы моделирования инвестиционной деятельности естественных монополий [408–412].

Разработаны математические модели оптимизации развития газоснабжающей системы и выбора направлений инвестиций, определения структуры источников финансирования и выбора партнеров.

На третьем уровне подробно описываются территориальные и производственные связи системы газоснабжения, оценивается влияние показателей, получаемых при разработке системы газоснабжения, т.е. схемы потоков газа, цен самофинансирования на доставляемый к узлам-потребителям газ, ограничений на производительности объектов, показателей надежности и расхода газа на собственные нужды и т.д., в том числе и с учетом маневрирования потоками газа при сезонном и аварийном регулировании. Разработанная модель развития системы газоснабжения с учетом регулирования режимов газопотребления и надежности представляет собой систему линейных уравнений и неравенств, последовательно описывающих в динамике по годам плановых периодов (а в течение года по его сезонам) процессы добычи, транспорта, хранения и потребления газа, а также возможные объемы рассогласования использования газа, полученные при технико-экономических расчетах в моделях верхнего уровня ТЭК разными категориями установок для каждого узла расчетной схемы [408–410]. В результате решения этой задачи стандартными методами ЛП для каждого узла расчетной схемы, планового периода и сезона года определяются производительности (действующих и вновь создаваемых) месторождений, магистральных газопроводов (МГ) и подземных газохранилищ (ПХГ), уточняются конфигурация задействованной сети газопроводов и категорий потребителей, которых целесообразно обеспечивать газом и другими видами топлив, находятся объемы реконструкции газотранспортных систем, а также места рассогласования при обеспечении потребителей топливом (причем объемы их минимизируются). Это позволяет выявить узкие места в системах газоснабжения с точки зрения обеспечения потребителей газом.

На этом уровне исследований технологический процесс, включающий добычу, переработку, транспортировку, хранение и потребление газа при математическом моделировании, может быть описан в терминах распределения потоков на графах, т.е. с привлечением методики избыточных схем на базе сетевой потоковой модели [413, 414]. Эта модель адаптирована к современным условиях хозяйствования.

В оценочной модели анализа надежности функционирования газоснабжающей системы (ГСС) данная система рассматривается как совокупность узлов, охватывающая источники газа, подземные газохранилища и узлы потребления газа, связанная сетью магистральных газопроводов. Модель содержит описание процесса смены состояний входящих в систему объектов, процессов изменений внешних условий и способов управления режимом в различных ситуациях [415–417].

На четвертом уровне рассчитываются параметры объектов систем газоснабжения с учетом надежности их функционирования, что требует детального схемного и математического описания. Для расчетов применяются специальные методы и математические модели. Так, например, в модели выбора оптимальных параметров магистральных газопроводов с учетом оценки эффективности их инвестиционных проектов (на основе критериев чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы возврата) и требований надежности выбираются: число компрессорных станций, диаметры линейных участков газопроводов, число газоперекачивающих агрегатов (ГПА) [415, 418–422].

Общая схема увязки должна включать «обратный ход» и повторение этапов в случае необходимости. Описанная выше дифференциация уровней рассмотрения систем газоснабжения должна привнести дополнительную методическую ясность при постановке и формализации решаемых задач, а также способствовать преодолению имеющейся «модельной», вычислительной и информационной разобщенности в данной области.

Для постановки и решения межотраслевых задач на уровне ТЭК ранее были разработаны соответствующие модели, методы и программное обеспечение [409]. Однако они не учитывают в должной мере: сетевого характера систем газоснабжения; требований согласованности (по своим объемным показателям и капвложениям) в развитии основных подсистем добычи, трубопроводного транспорта и подземного хранения газа; фактической и технологической реализуемости наращиваемых потоков газа, а также не дают количественной и экономической оценки мероприятий по обеспечению требуемой системной надежности и живучести систем газоснабжения и ТЭК в целом.

Кроме того, сложившаяся методология [423–427] и отраслевая практика планирования в развитии систем газоснабжения чрезмерно абстрагируется от ряда важных общеэнергетических условий и факторов функционирования ТЭК, связанных с фактической структурой топливо-, энергопотребления в узлах потребления газа, взаимозаменяемостью топлив и видов энергии и др. Фактически же действующая схема формирования решений сводится к тому, что на уровне ТЭК для газовой системы довольно жестко (в лучшем случае – вариантно) определяются суммарные объемы добычи, поступления и потребления газа по регионам, на основе чего в схеме развития отрасли производится оценка требуемых для этого ресурсов (металла, агрегатных мощностей, капвложений и т.п.).

При этом учитывается, в известной степени, лишь необходимое резервирование самой системы газоснабжения, отвечающее возможным условиям ее эксплуатации, тем самым остаются в стороне задачи резервирования ТЭК в целом – в связи с возможными просчетами в оценке запасов топлив, в том числе газа, срывами в развитии и функционировании тех или иных составляющих ТЭК.

Таким образом, с учетом особой роли систем газоснабжения на современном этапе развития ТЭК страны, схема формирования и взаимного согласования решений должна стать более вариантной, гибкой и адаптивной. Это требует соответствующего усложне-

ния общей схемы и процедур согласования, расширения состава варьируемых показателей и перехода к их нежесткому описанию (интервальному, вероятностному и т.п.).

Минимально расширяемый состав «стыковочной» информации при согласовании решений должен включать в себя:

1) со стороны ТЭК – диапазоны возможных объемов добычи и поступления газа для нужд энергетики регионов и страны в целом, а также структуру и объемы требуемого топливо- и энергоснабжения с более детальной проработкой вопросов газопотребления;

2) со стороны газовой системы – скорректированные (за счет уточненного рассмотрения структуры и параметров их развития, а также и комплекса мероприятий по аварийному и сезонному резервированию и других отраслевых решений) выходные данные по добыче, хранению, транспортировке и потреблению газа, а также итоговые результаты технико-экономических расчетов требующихся ресурсов для всего рассматриваемого множества вариантов и условий развития ТЭК. Это потребует цикла взаимоувязанных расчетов ТЭК и системы газоснабжения.

Основным инструментом моделирования и практических расчетов на отраслевых (технико-экономическом и функциональном) уровнях являются методы линейного программирования и сетевые потоковые модели, реализованные в развитых имитационных и диалоговых системах [409, 423]. Для вероятностного анализа влияния полных отказов элементов расчетной схемы на работу системы газоснабжения (оценка показателей надежности питания потребителей в узлах; использования мощностей трубопроводов, предприятий добычи и хранилищ) могут применяться модели и программные комплексы, разработанные, например в [408, 409, 424, 425].

Согласование же решений можно выполнять с помощью методов вертикальной и горизонтальной взаимоувязки в иерархии моделей [350]. В результате осуществления подобных «сквозных» расчетов для различных стратегий развития системы газоснабжения определяются объем металла в трубах, количество газоперекачивающих агрегатов, бурового и другого оборудования, а также их типоразмеры; численность необходимого персонала для строительства и эксплуатации объектов системы, мощность стройбаз и требуемая инфраструктура. Только таким образом можно получить достаточно точные оценки капиталовложений, ежегодных издержек в ценах самофинансирования вновь создаваемых объектов и вкладов в развитие системы газоснабжения в целом. Данная информация в свою очередь является исходной для выявления возможностей обеспечивающих отраслей.

Описанный выше принцип многоуровневого моделирования в основном отражает идеальную схему выполнения работ по планированию развития отраслей энергетики во временном и производственном аспектах, которая еще не реализована в должной мере. Для проведения этих исследований требуются соответствующее методическое, программное и информационное обеспечение, опирающееся на сеть ЭВМ, а также участие многочисленных научно-исследовательских и проектных коллективов, значительные затраты средств и времени.

Показанный выше комплекс математических моделей развития системы газоснабжения характеризуется вертикальными связями. Для согласования этих моделей наиболее пригодны методы итеративного агрегирования и многоступенчатой оптимизации [350]. В соответствии с этим подходом от моделей верхнего уровня в модели нижнего уровня поступает управляющая информация, имеющая для нижестоящих систем директивный характер и, наоборот – от моделей нижнего уровня на верхний – передается осведомляющая информация. Обмен информацией осуществляется в агрегированной номенклатуре. Агрегированный оптимальный план для модели первого уровня определяется суммированием интенсивностей использования производительности объектов из модели нижнего уровня.

Аналогичным образом определяются агрегированная потребность и лимитированные ресурсы (ограничения). Агрегированные цены самофинансирования элементов системы газоснабжения находятся взвешиванием цен самофинансирования детализированной модели по интенсивностям использования производительности элементов. Агрегированные технологические коэффициенты (удельный расход газа на собственные нужды, потери и т.д.) рассчитываются так же, как и агрегированные цены самофинансирования:

Исследования [350] показали, что взаимоувязка решений для двухуровневой системы моделей осуществляется на первых двух-трех итерациях, что, очевидно, определяется свойствами функционалов детализированных моделей.

В зависимости от целей исследования циклы взаимоувязки решений могут быть организованы только между моделями первого и второго, или второго и третьего и т.д. уровней.

Подобные же циклы взаимосогласования решений должны быть обеспечены между моделями отраслей народного хозяйства и ТЭК страны, ТЭК страны и другими отраслями, системами газоснабжения страны и региона, системами газоснабжения региона и территориально-производственного узла. Следует подчеркнуть, что важное и качественно иное значение приобретают проблемы согласования решений для систем одного и того же уровня иерархии (между отраслями, регионами, производственными объединениями и т.д.).

Рассмотренная выше схема корректировки и детализации решений моделей оптимизации развития ТЭК, системы газоснабжения и их объектов показывает, что для ее реализации необходима обработка больших объемов информации. Данное обстоятельство предполагает организацию способов хранения, корректировки информации, накапливания результатов расчетов, выдачи их на экраны и твердые копии, организацию перекачки данных из одного ПК в другой и решение многих других вопросов. Понятно, что без специально организованного информационного обеспечения данную проблему не решить.

4.10.3. Методы и модели для оптимального развития систем газоснабжения

Сетевая потоковая модель. Применяется для решения задач второго и третьего уровней.

Методы сетевого анализа, основанные на теории графов, получили широкое применение при решении задач в области исследования операций. Для решения задач потокораспределения в системах газоснабжения одними из первых их применили М.Г. Сухарев и Е.Р. Ставровский. Первая программная реализация выполнена В.А. Ефремовым для задачи относительно небольшой размерности [428].

Нами создано программное средство для решения следующей обобщенной задачи потокового моделирования.

$$\sum_{(i,j)}\left(c_{ij}\cdot x_{ij}+k_{ij}\cdot y_{ij}\right)\to \min;$$

$$\sum_i \lambda_{ij}x_{ij}-\sum_i x_{ij}=\begin{cases}-v, j=s\\ o, i\neq s,t\\ w, i=t\end{cases};$$

$$l_{ij}\le x_{ij}\le d_{ij}+y_{ij},(i,j)\in U;$$

$$0\le y_{ij}\le g_{ij}\,(i,j)\in U.$$

Здесь, c_{ij}, k_{ij} – цены самофинансирования на существующих и новых объектах добычи и транспорта на единицу потока газа; x_{ij}, y_{ij} – пропускные способности дуг графа существующих и новых объектов добычи или транспорта; λ_{ij} – коэффициент расхода газа

на собственные нужды и потери; *v,w* – сумма потоков газа по дугам расчетного графа, выходящим из общего источника и входящим в общий сток; *s,t* – узлы, отражающие общий источник и сток; l_{ij}, d_{ij} – нижние и верхние ограничения на пропускную способность дуг существующих объектов добычи и транспорта газа; g_{ij} – вектор ограничений на прирост пропускной способности дуг новых объектов добычи и транспорта газа.

Адаптация данной задачи к современным условиям состояла в том, что в модели стали учитываться цены самофинансирования в действующие и новые объекты добычи, транспорта и использования газа, а приоритетность обеспечения категорий потребителей газом определялась в соответствии со значениями их цен.

Решается данная прямая и двойственная задача модифицированным алгоритмом Басакера–Гоуэна с помощью программного средства MODEL на языке FORTRAN.

Модель развития газоснабжающей системы с учетом сезонности газопотребления и заданных норм надежности. Применяется для решения задач второго и третьего уровней. Здесь расчетные схемы газоснабжающих систем не просто отражают укрупненные потоки, а дифференцируют их по газотранспортным системам. При этом решаются задачи сезонного регулирования неравномерности потребления с учетом надежности функционирования сложных систем.

Модель сезонного регулирования неравномерности представляет собой (в компактной записи) систему уравнений и неравенств, последовательно описывающих процессы добычи, транспорта, хранения и потребления газа различными видами (категориями) установок для каждого узла *i* ($i=\overline{1,n}$) расчетной схемы и составляющих периодов года $\tau(\tau=\overline{1,T})$:

$$\sum_{\tau=1}^{T}\left(a_{i\tau}^{Д}x_{i\tau}^{Д}+a_{i\tau}^{T}x_{i\tau}^{T}\pm a_{i\tau}^{x}x_{i\tau}^{x}+\sum_{l=1}^{L}a_{i\tau l}^{П}x_{i\tau l}^{П}+z_{i\tau}\right)=\sum_{\tau=1}^{T}\left(x_{i\tau}^{-T}+a_{i\tau}^{б}x_{i\tau}^{б}+b_{i\tau}\right),$$

где $x_{i\tau}^{Д}$, $x_{i\tau}^{T}$, $x_{i\tau}^{-T}$, $x_{i\tau}^{x}$, $x_{i\tau}^{П}$, $x_{i\tau}^{б}$ – искомые переменные для каждого узла *i* расчетной схемы и для каждого периода года *τ*, соответственно отражающие объемы добычи газа на месторождениях, объемы подачи газа в узел и выдачу газа из данного узла в другие по МГ, объемы хранения газа в ПХГ, объемы замены газа другим топливом и объемы использования газа буферными потребителями; $z_{i\tau}$ – фиктивная переменная в узле *i* в период времени *τ*, показывающая возможный объем рассогласования ресурсов топлива и потребности; l – категории потребителей, допускающие замену газа другим топливом; $b_{i\tau}$ – обязательная потребность в газе узла *i* в период времени *τ*;

$a_{i\tau}^{Д}$, $a_{i\tau}^{T}$, $a_{i\tau}^{x}$, $a_{i\tau l}^{П}$, $a_{i\tau}^{б}$ – коэффициенты, соответственно отображающие для каждого узла *i* в период времени *τ* технологические показатели (потери из-за ненадежности, расходы газа на собственные нужды, перерасходы других видов топлива при замене им газа и т.д.) для перечисленных выше объектов.

Подземные газохранилища в модели описываются либо как источники (в зимний период), либо как потребители газа (в летний период).

На производительности объектов системы газоснабжения накладываются ограничения сверху:

$$0\le a_{i\tau}^{Д}x_{i\tau}^{Д}\le d_{i\tau}^{Д};\ 0\le a_{i\tau}^{T}x_{i\tau}^{T}\le d_{i\tau}^{T};\ 0\le a_{i\tau}^{x}x_{i\tau}^{x}\le d_{i\tau}^{x};\ 0\le a_{i\tau}^{П}x_{i\tau}^{П}\le d_{i\tau}^{П}$$

Здесь $d_{i\tau}^{Д}$, $d_{i\tau}^{T}$, $d_{i\tau}^{x}$, $d_{i\tau}^{П}$ – соответственно ограничения на производительность месторождений газа, МГ, ПХГ, возможные максимальные объемы замены газа другим топливом у разных категорий потребителей.

В модели могут учитываться ограничения на другие лимитированные ресурсы: мазут ($d^{м}$), уголь ($d^{у}$), суммарные капиталовложения (*к*), металловложения (*м*):

$$0 \le \sum_{i=1}^{n}\sum_{\tau=1}^{T}\sum_{l=1}^{L} a_{i\tau l}^{П} x_{i\tau l}^{П} \le d^{м};$$

$$0 \le \sum_{i=1}^{n}\sum_{\tau=1}^{T}\left(\sum_{l=1}^{L} a_{i\tau l}^{П} x_{i\tau l}^{П} + a_{i\tau l}^{б} x_{i\tau l}^{б}\right) \le d^{у};$$

$$0 \le \sum_{i=1}^{n}\sum_{\tau=1}^{T}\left(k_{i\tau}^{Д} x_{i\tau}^{Д} + k_{i\tau}^{Т} x_{i\tau}^{Т} + k_{i\tau}^{х} x_{i\tau}^{х} + \sum_{l=1}^{L} k_{i\tau l}^{П} x_{i\tau l}^{П} + k_{i\tau}^{б} x_{i\tau}^{б}\right) \le k;$$

$$0 \le \sum_{i=1}^{m}\sum_{\tau=1}^{T} \mu_{i\tau} x_{i\tau}^{Т} \le M.$$

Здесь $k_{i\tau}^{Д}$, $k_{i\tau}^{Т}$, $k_{i\tau}^{х}$, $k_{i\tau l}^{П}$, $k_{i\tau}^{б}$ – соответственно удельные капиталовложения в узле i в период времени τ в добычу, транспорт, хранение газа, в потребителей категории l и буферные установки.

Линейная функция цели представляет собой следующую зависимость:

$$\sum_{i=1}^{n}\sum_{\tau=1}^{T}\left(c_{i\tau}^{Д} x_{i\tau}^{Д} + c_{i\tau}^{Т} x_{i\tau}^{Т} + c_{i\tau}^{х} x_{i\tau}^{х} + \sum_{l=1}^{L} c_{i\tau l}^{Ї} x_{i\tau l}^{Ї} + c_{i\tau}^{а} x_{i\tau}^{а} + u_{i\tau} z_{i\tau}\right) \to \min,$$

где $c_{i\tau}^{Д}$, $c_{i\tau}^{Т}$, $c_{i\tau}^{х}$, $c_{i\tau l}^{П}$, $c_{i\tau}^{б}$ – соответственно дисконтированная цена самофинансирования добычи, транспорта и хранения газа, потребления других видов топлива потребителями категории l и газа буферными установками; $u_{i\tau}$ – дисконтированные удельные ущербы по узлам расчетной схемы из-за возможных дефицитов энергоресурсов.

Решается данная задача модифицированным симплекс-методам в ПВК «ГАЗ».

Этот программный комплекс обеспечивает накопление, хранение и обработку данных. Выполняет оптимизационные расчеты и представляет пользователю информацию в виде документов, удобных для анализа результатов. Он может использоваться для решения других потоковых задач в газоснабжающих системах.

Модель анализа надежности действующего магистрального газопровода, используется при решении задач четверного иерархического уровня. Объектом исследования является сложный многониточный газопровод, состоящий из нескольких ветвей. Каждая ветвь представляет собой цепь последовательно соединенных звеньев, линейных участков трубопроводов разных диаметров и компрессорных станций с разными типоразмерами газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

Анализ надежности МГ осуществляется следующим образом:

1) исходная система, состоящая из неоднородных элементов, путем эквивалентирования заменяется системой, состоящей из однородных элементов;

2) для звеньев (линейных участков и КС) определяются функции распределения вероятностей работоспособного состояния, при этом используется схема «гибели и размножения»;

3) по определенному правилу осуществляется композиция функций распределения работоспособного состояния газотранспортной системы в целом;

4) в результате определяются следующие показатели: ряд распределения вероятностей работоспособного состояния газопровода – *P(Q)*; функция распределения вероятностей работоспособного состояния газопровода – *F(Q)*; математическое ожидание, дисперсия и среднеквадратичное отклонение пропускной способности МГ за рассматриваемый интервал времени – $M[Q]$, $D[Q]$, $\sigma[Q]$; коэффициент надежности газопровода $K_н$ и ряд других показателей.

Для оценки надежности действующего МГ разработана вычислительная программа ANAS.

Модели анализа надежности газового месторождения и подземного газохранилища. Используются при решении задач функционирования и развития систем газоснабжения на четвертом иерархическом уровне.

Содержательная постановка задачи, основные допущения и расчетные условия, математическая формулировка, методы и пути решения, алгоритмы расчета и вычисляемые показатели аналогичны тем, которые принимались при создании модели анализа надежности сложного МГ.

На основе принятых допущений и разработанных математических моделей созданы программы для оценки надежности газового месторождения (ANAM) и подземного газохранилища (ANAX).

Модель синтеза структурной надежности проектируемого МГ. Применяется при решении задач развития систем газоснабжения четвертого иерархического уровня. Данная модель служит для определения оптимальных параметров проектируемых МГ с учетом надежности. Процесс выбора оптимальных параметров предполагает: вариантное рассмотрение способов развития на перспективу газотранспортной системы; анализ надежности данной системы; оптимальный выбор рационального варианта на основе расчета технико-экономических характеристик и интегральных показателей надежности.

В общем виде задача формулируется следующим образом. Исходя из среднесуточной производительности МГ(Q), его технико-технологических (Т), надежностных (H) и технико-экономических показателей ($Э$), принципиальной схемы МГ и избыточных конечных способов резервирования (r) определить диаметры ниток линейной части, число КС и установленных ГПА, которые бы максимизировали доход $З$ от продажи газа при условии удовлетворения заданной нормы надежности $П_н$ газоснабжения.

$$З=f(T, H, Э, r)\rightarrow max,$$
$$П=(Q, H, r) \geq П_{н.}$$

Сформированная задача относится к классу задач целочисленного программирования и может рассматриваться как комбинаторная оптимизационная. Для ее решения разработана вычислительная программа SINTEZ.

Модель анализа надежности сложной системы газоснабжения. Предназначена для решения задач функционирования и развития систем газоснабжения на третьем иерархическом уровне. Система газоснабжения рассматривается как совокупность узлов, охватывающих месторождения газа, ПХГ и потребителей (коммунально-бытовой сектор – КБС, промышленность, котельные и электростанции) и связанных системой магистральных газопроводов. Может рассматриваться месяц, квартал, сезон года. В модели учитываются вероятностный характер спроса на газ КБС, пропускной способности МГ, добычи газа на месторождениях и работы ПХГ.

В содержательном плане модель позволяет по заданным в вероятностной форме параметрам: спросу на газ, поставке газа в систему от месторождений и ПХГ, с учетом пропускных способностей МГ определить: закон распределения небалансов газа по узлам потребления; основные показатели надежности в системе газоснабжения (надежность газоснабжения как вероятность удовлетворения заданного спроса, математическое ожидание недоотпуска газа, коэффициент относительной обеспеченности потребителей газом); мероприятия по уменьшению или увеличению надежности удовлетворения спроса; функции распределения потоков газа по МГ, работы месторождений газа и ПХГ.

Здесь используются следующие основные методы: статистическое моделирование для композиции расчетных состояний системы (метод Монте-Карло); вычисления функций случайных состояний небалансов газа; теорема о сложении и умножении вероятностей различных событий; потокораспределение в сетях.

Для решения указанной задачи разработан ПВК «ANES-2».

Методы оценки составляющих оптовой цены на природный газ для субъектов РФ[7]. Являются дальнейшим развитием иерархического подхода при многоуровневом моделировании газоснабжающих систем.

Создание регулируемого и нерегулируемого секторов федерального оптового рынка газа (ФОРГ) является основой разрабатываемой в Российской Федерации концепции развития рынка газа, направленной на совершенствование принципов ценообразования. Как уже отмечалось, регулируемый сектор ФОРГ должен реализовывать природный газ населению, бюджетным и другим организациям по ценам, установленным в соответствии со сложившейся практикой ценообразования, а нерегулируемый сектор должен организовать партнерство, позволяющее свободно торговать газом как ОАО «Газпрому», так и независимым производителям.

Оптовая цена на газ у субъектов РФ для регулируемого сектора газового рынка должна учитывать все расходы ГСС, связанные с добычей и транспортом газа, и обеспечить необходимую для развития газовой отрасли прибыль.

В связи с этим целесообразно рассмотреть механизм образования оптовой цены газа у субъектов РФ и исследовать составляющие этой цены [427–429], которые определяются стоимостью: добычи, транспорта, маргинальных добавок за достижение предельных объемов при добыче и транспорте, а также аналогичных составляющих цены потерь газа.

Оптовые цены на природный газ в узлах (узловые цены) для соответствующих субъектов РФ на схеме ГСС определяются в два этапа [429, 430].

На первом этапе для газоснабжающей системы на основе сетевой потоковой модели рассчитываются оптимальное газораспределение и двойственные оценки (маргинальные узловые цены).

Этот процесс может быть записан как задача линейного программирования, заключающаяся в минимизации целевой функции затрат, связанных с добычей и транспортом газа.

На втором этапе определяются составляющие маргинальной цены с помощью графового алгоритма адресности [430], который заключается в поиске путей из узла добычи газа в узлы его потребления на ориентированном графе, в котором ориентация связей совпадает с ориентацией потоков газа.

Алгоритм адресности позволяет определить объем газа, поступающего в узел потребления не только из узла добычи газа, но из любого узла газопроводной сети.

Узловые цены в ГСС являются смешанными и учитывают не только различие стоимостей добычи газа, но и различие стоимостей транспорта газа по связям.

При такой постановке задачи потребитель газа платит как за полученный объем газа, так и за потери газа, возникающие на пути его передачи из узлов добычи в узлы потребления.

При движении от узлов в направлении, совпадающем с направлением перетоков газа в связях, определяются цены в узлах, в которые можно попасть в результате такого движения. По узловым ценам, найденным при движении в направлении ориентации перетоков, определяются узловые цены в еще не рассмотренных узлах при движении по связям в направлении, противоположном направлению перетоков. И так до тех пор, пока не будут определены цены во всех узлах. При этом в узлах добычи, в которых добыча газа равна предельному значению, определяются так называемые равновесные цены.

[7] Исследование выполняли совместно с сотрудниками ИСЭМ СО РАН А.З.Гаммом и И.И.Голуб

Равновесные цены в узлах добычи газа равны сумме цены, заявленной добывающим предприятием, и маргинальной добавки за выход добычи газа в узле на граничное значение.

Цены, найденные для узлов потребления газа, называются маргинальными, поскольку они включают в себя возросшую стоимость добычи и транспорта газа. Отсюда следует, что маргинальные узловые цены не могут быть ниже затратных узловых цен.

Метод адресности позволяет оценить вклад каждого активного ограничения в маргинальную добавку к затратной узловой цене. При необходимости уменьшить маргинальную добавку в узле потребления газа, следует выделить узлы и связи с полученными предельными объемами добычи и предельными пропускными способностями, с которыми связаны максимальные добавки. Снижение добавок к цене может быть достигнуто увеличением объемов и добычи газа и пропускных способностей ГСС в выделенных узлах и связях.

4.10.4. Обоснование основных направлений развития систем газоснабжения РФ до 2020 г.

Ретроспективная информация получена из справочников «Газовая промышленность России», альбомов схем газотранспортных предприятий и справочников по месторождениям углеводородов в РФ. На перспективу до 2020 г. выполнены оценка технико-экономических характеристик объектов добычи и транспорта газа, а также прогноз спроса на газ для внутреннего и внешнего рынков.

Оценка возможностей развития систем газоснабжения России с учетом обеспечения внутренней потребности и заданных экспортных поставок в страны ближнего и дальнего зарубежья выполнялась на сетевой потоковой модели (РОТОК). Были выполнены расчеты на 2005 г. (ретроспектива), а также для стратегического и инерционного сценариев на 2010, 2015 и 2020 гг. (табл. 4.18).

Таблица 4.18. **Баланс потребности России, экспорта и добычи природного газа (включая расход газа на собственные нужды и потери), млрд м^3**

Показатель	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Добыча товарного газа, в том числе:	645-680	735-765	784-788	840-857
Тюменская обл., в том числе:	560–590	625–630	636	692
п-ов Ямал и Гыдан	0	0	20	174
Другие регионы России, в том числе:	85–90	110–120	148–152	148–165
Восточная Сибирь	9,6	30	48	50
Дальний Восток	21,2	33,0	34,9	52,8
Импорт из Средней Азии	0	0–30	0–72	0–91
Расход газа на СН и потери	65–70	75–80	84–90	90–98
Потребность в товарном газе, всего, в том числе:	580–610	660–685	700–770	750–850
внутри страны	350–370	400–420	420–480	450–500
экспорт	230–240	260–265	280–290	300–350

Примечание: в интервале значений первая цифра соответствует инерционному сценарию, вторая – стратегическому).

Из таблицы следует: чтобы обеспечить потребность в газе внутри России и экспорт в ближнее и дальнее зарубежье, уже начиная с 2010 г. для выполнения стратегического сценария развития экономики придется импортировать газ из Средней Азии. Особенно этот импорт потребуется в последующие годы, и это при условии, что с 2015 г. начнется добыча газа на п-ве Ямал. Если же освоение Ямальских месторождений отсрочить на пять лет, то и инерционный сценарий развития экономики окажется под угрозой.

Анализ полученных схем потоков газа на указанные годы показал, что для снабжения газом потребителей европейской части России пропускных способностей существующих газотранспортных коридоров, в принципе, достаточно. Однако возникает необходимость подачи газа на Кольский полуостров и север Архангельской области. К 2020 г. было бы целесообразно завершить строительство магистралей СРТО – Грязовец, Ямал – Европа, а также развить систему газопроводов на востоке России. Необходимые капиталовложения в развитие добычи и транспорта газа приведены в табл. 4.19.

Таблица 4.19. **Капиталовложения в магистральный транспорт и добычу, млрд дол.***

Объекты	2015 г.	2020 г.	Накопленные капитальные вложения
Газотранспортные системы Европейской части России	6,6	1,5	8.1
Газодобывающие регионы Европейской части России	17,38	31,27	48,65
Итого капитальные вложения в Европейской части России	23,98	32,77	56,75
Газотранспортные системы Восточного геополитического направления	3,6	14,67	18,27
Газодобывающие регионы Восточного геополитического направления	4,1	3,66	7,76
Итого капитальные вложения по Восточному геополитическому направлению	7,7	18,33	26,03
Всего по России	31,68	51,1	82,78

* стратегический сценарий

Одновременно с прямыми решениями на модели были получены и двойственные оценки – маргинальные цены.

Средняя «модельная» цена для внутренних и экспортных потребителей газа на период до 2020 г. составляет свыше 56 дол./1000 м^3. Из табл. 4.19 следует, что за этот же период необходимо ежегодно в среднем вкладывать около 8,3 млрд дол. Таким образом, программа развития газовой отрасли для стратегического сценария развития экономики согласно модельному расчету может быть реализована, если будут установлены указанные маргинальные цены.

Оптимальное газораспределение (решение прямой задачи, выполненной на модели РОТОК) на 2005 г. показано на рис. 4.51.

В соответствии с графовым алгоритмом адресности маргинальные узловые цены на газ, полученные в результате двойственного решения задачи оптимизации потоков газа в ЕСГ РФ на 2005 г., были разложены на восемь составляющих, что позволило определить затратную цену в узлах расчетной схемы и маргинальные надбавки из-за имеющихся узких мест в добыче и транспорте газа [445]. На рис. 4.52 показаны маргинальные цены, затратные и установленные Федеральной службой (ФСТ) по тарифам средневзвешенные цены в субъектах РФ в 2005 г.

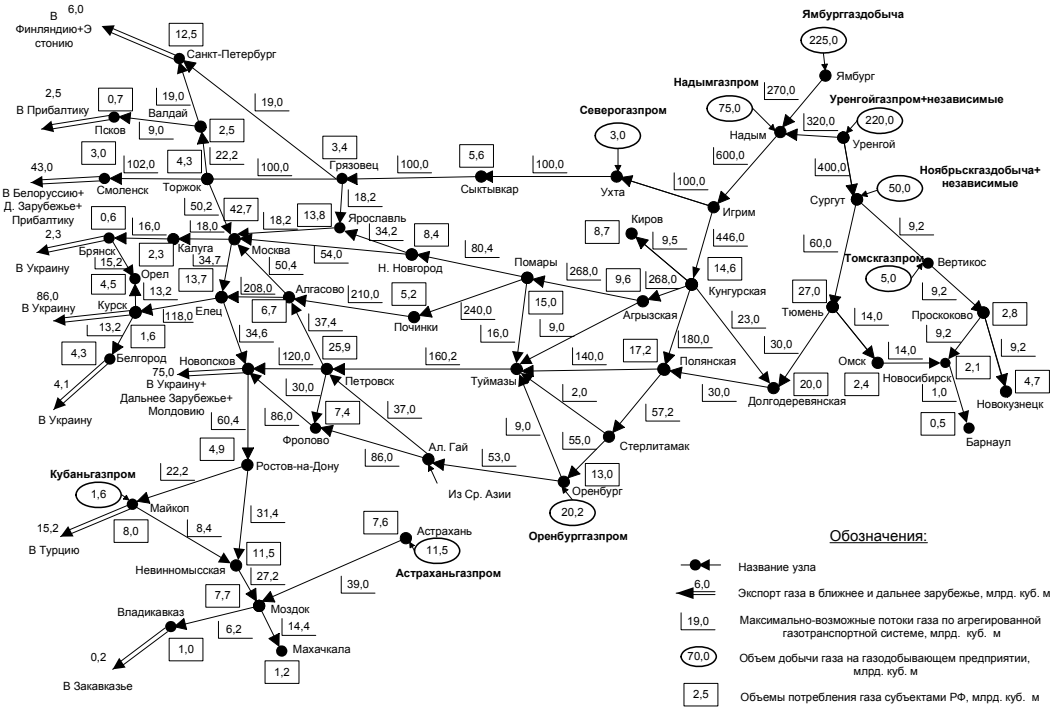


Рис. 4.51. Производство, потребление газа и максимально возможные производительности газотранспортных систем в агрегированной ЕСГ России.

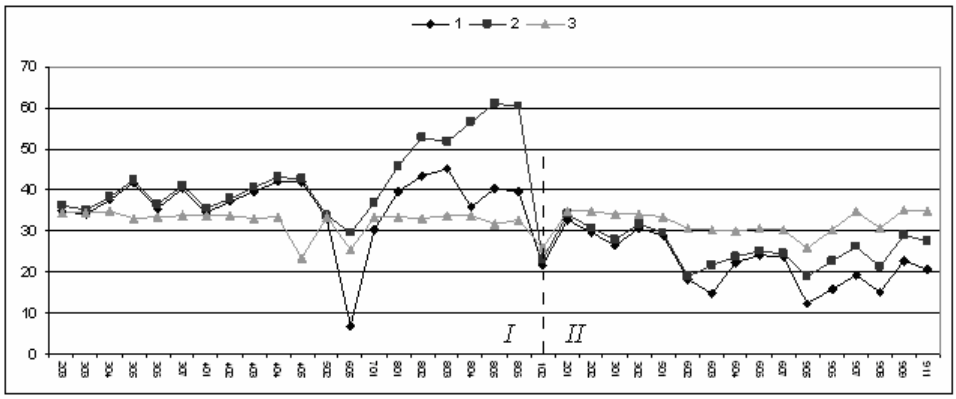


Рис. 4.52. Сравнение цен на газ (1-3) для двух групп (I, II) узлов ЕГС: 1 − затратные, 2 − маргинальные, 3 − определенные на основе цен, установленных ФСТ.

Графики (рис. 4.52), на которых узлы потребления газа разделены на две группы, позволяют сравнить цены ФСТ с полученными затратными и маргинальными ценами. К первой группе *(I)* относятся узлы, для которых маргинальные и затратные цены, выше цены, установленной ФСТ.

Для второй группы узлов *(II)* цены ФСТ выше маргинальных, что позволяет сделать вывод о завышении цен для соответствующих потребителей газа, оплачивающих как свой газ, так частично и газ, потребляемый первой дотационной группой узлов.

4.11. Исследование развития угольной промышленности

4.11.1. Развитие методов моделирования угольной промышленности

История моделирования развития угольной промышленности в России насчитывает более 70 лет. В 1944 г. А.В. Коллегаевым в Энергетическом институте АН СССР [446] выполнено исследование по рационализации использования донецких антрацитов. Дальнейшее развитие методов и моделей для исследования развития угольной промышленности связано с работами А.С. Астахова, Е.М. Гитина, Э.Г. Саратовского, Д.М. Казакевича, Н.И. Цветкова, А.Г. Аганбегяна, В.Н. Чурашева, Н.И. Николаева, Г.И. Федоровой, В.К. Бранчугова и др. [447–451].

В 1964–1975 гг. реализованы подходы к моделированию развития и размещения отрасли в целом с использованием системы взаимосвязанных моделей [451–453]. Наличие системы моделей для прогнозирования угольной промышленности требует соответствующих методов согласования их решений. В настоящее время разработано достаточно много методов и подходов к согласованию решений систем моделей разных иерархических уровней при детерминированном задании исходной информации [453–456]. Определенный вклад в развитие таких методов внесен и сотрудниками СЭИ СО РАН: предложены методы вертикального и горизонтального согласования моделей систем разных иерархических уровней при детерминированном задании исходной информации [456], а также метод согласования решений в двухуровневой иерархии моделей систем в условиях неопределенности [457].

В ИСЭМ СО РАН для решения задач прогнозирования развития угольной промышленности, разработаны экономико-математические модели функционирования и развития угольной промышленности, схемы исследования развития угольной промышленности, создавались версии программного и информационного обеспечения, предназначенные для исследования развития угольной промышленности. Первые версии системы моделей, базы данных и программного комплекса были предназначены для исследования развития угольной промышленности в условиях централизованной экономики [458–460]. Расчеты, выполненные с помощью инструментария ИСЭМ СО РАН, использовались при разработке Генеральных схем развития и размещения угольной промышленности СССР на перспективу 1990, 1995, 2000, 2005 гг. (ЦНИЭИуголь МУП СССР и СЭИ СО РАН). Позже инструментарий был адаптирован к рыночным условиям, дополнен имитационными моделями [461, 462] и реализован как модельно-программный комплекс. Дальнейшие версии системы моделей, программного и информационного обеспечения связаны с рыночной экономикой и моделированием развития угольной промышленности на уровне не только страны в целом, но и на уровне отдельных регионов, субъектов Федерации и отдельных предприятий и групп предприятий. Исследования перспектив развития угольной промышленности страны и регионов использовались при формировании программ и стратегий развития ТЭК восточных регионов России и отдельных субъектов Федерации: Амурской, Магаданской и Сахалинской областей, Чукотского АО, Республики Саха (Якутия) и др. [463–466].

В последние годы активно ведутся исследования развития угольной промышленности в рыночных условиях, как за рубежом, так и в России – ИНЭИ РАН, ИЭиОПП СО РАН, ИНКРУ [467–472].

В ИНЭИ РАН разработаны производственно-финансовые имитационные модели развития добычи и финансово-экономических показателей угольных компаний [467, 468]. Модели ИНЭИ РАН позволяют осуществлять прогнозы на средне- и долгосрочную перспективу по угольным компаниям, бассейнам, отдельным месторождениям и отрасли в целом, на основе комплексного учета производственных, финансовых и инвестиционных показателей, а также удовлетворения спроса на уголь.

Зарубежный опыт моделирования развития угольной промышленности представлен многочисленными работами. Наиболее интересными, с точки зрения авторов, являются: блок угольной промышленности в национальной системе моделирования энергетики (NEMS) США [471] и модель угольной промышленности Польши [472].

В модели NEMS угольная промышленность представлена подмоделью, имеющей связи с другими подмоделями. Модель NEMS позволяет прогнозировать производство, импорт, переработку, потребление и цены на энергоносители, с учетом предположения о макроэкономических и финансовых показателях, мировых энергетических рынков, наличии ресурсов и затрат, поведенческих и технологических критериев выбора, стоимости и эксплуатационных характеристик энергетических технологий и демографических показателей.

В модели угольной промышленности Польши представлены комплексно аспекты деятельности угольной промышленности, в том числе экологические, через задание ограничений на эмиссию загрязняющих веществ у потребителей и т.п.

Особенностью подхода к моделированию развития угольной промышленности в ИСЭМ СО РАН заключается в использовании системы моделей, включающей как оптимизационные, так и имитационные модели. Система моделей позволяет решать задачи для объектов угольной промышленности начиная с уровня предприятия и до уровня страны в целом.

4.11.2. Угольная промышленность как объект исследования и задачи прогнозирования развития отрасли

В современном научном представлении угольная промышленность страны является одной из систем энергетики [61]. Системы энергетики предназначены для производства особого рода продукции – энергии разных видов, имеют ряд общих свойств, влияющих на возможность адекватного отражения объекта исследования и определяющих особенности вычислительного эксперимента. Одновременно с развитием методов и моделей прогнозирования угольной промышленности в рамках системных исследований в энергетике сформулированы следующие свойства угольной промышленности как объекта исследования: структурная сложность, масштабность, инерционность, динамичность, активность и др. [61, 473]. Для исходной информации присущи: неполнота информации представления объектов, неопределенность, целочисленность (дискретность), агрегируемость. Для результатов решения – агрегируемость показателей, недостаточная определенность решений, необходимость корректировки окончательного решения с участием эксперта [473, 474].

Прогнозирование развития угольной промышленности включает в себя решение следующего круга задач:

– оценка ресурсов и возможных объемов добычи угля;

– прогноз спроса на уголь;

– прогноз цен на уголь;

– прогноз объемов добычи угля;

– прогноз объемов межрегиональных поставок угля;

– экономическая оценка инвестиционных проектов развития угледобывающих предприятий.

Для задач прогнозирования развития угольной промышленности разработана система экономико-математических моделей [460]. Используются два вида моделей: имитационные и модели, формулируемые в виде задач линейного программирования. С привлечением одной модели может решаться несколько задач. Целевая функция, как правило, содержит финансово-экономические показатели. В результате взаимной увяз-

ки задач может быть найдено оптимальное решение исходной задачи в целом. Критерии оптимальности могут быть разнородными, и отсутствует информация, позволяющая объективно определить компромисс между критериями.

Для задач исследования развития угольной промышленности характерны: неформализуемость отдельных процессов и связей; большая размерность; многокритериальность; многозадачность.

Задачи исследования развития отрасли можно охарактеризовать как слабоструктурированные. Под этим термином понимаются задачи, процесс решения которых наряду с хорошо изученными, формализуемыми процедурами содержит также компоненты с факторами неопределенности, неоднородности, препятствующими формализации и по нагрузке на человека (эксперта) близкие к неструктурированным. В таких задачах предпочтительное решение выполняется с участием человека.

Задачи исследования развития отрасли взаимосвязаны. Последовательность, в которой решаются задачи, формирует схему исследования развития угольной промышленности (рис. 4.52). Для отдельных исследований схема может отличаться от приведенной на рис. 4.52, могут отсутствовать отдельные блоки или появляться дополнительные.

Основные этапы приведенной на рисунке схемы таковы:

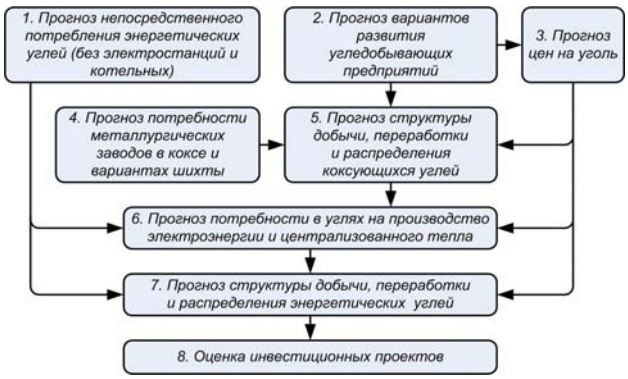


Рис. 4.52. Схема исследования развития угольной промышленности.

1-й этап – прогноз непосредственного потребления энергетических углей (без электростанций и котельных) включает – прогноз потребления угля коммунально-бытовыми и прочими потребителями. Он выполняется на основе параметров прогноза социально-экономического развития и развития топливно-энергетического комплекса Российской Федерации и макроэкономических параметров согласно сценарию развития экономики России, принятому в исследованиях. В этом учитывается также прогноз предположительной численности населения Российской Федерации.

2-й этап – прогноз вариантов развития угледобывающих предприятий – шахтовариантов, выполняется на основе проектных проработок и прогноза технико-экономических показателей развития предприятий проектными институтами. На основе шахтовариантов в дальнейшем формируются ограничения на возможные объемы добычи по предприятиям и по углям. Перечень углей сформирован по принадлежности к бассейнам и месторождениям на основе принятого в форме статистической отчетности «4–топливо».

3-й этап – прогноз цен на уголь – может выполняться как параллельно, так и последовательно с прогнозом вариантов развития угледобывающих предприятий.

4-й этап – прогноз потребности металлургических заводов в коксе и вариантах шихты.

5-й этап – прогноз структуры добычи, переработки и распределения коксующихся углей выполняется на основе ограничений на возможные объемы добычи на предприятиях,

добывающих коксующиеся угли, и прогноза потребности металлургических заводов в коксе и вариантах шихты и прогноза цен на добычу, переработку и транспортировку угля. Определяются объемы добычи коксующихся углей на перспективу, объемы рациональных поставок коксующихся углей и объемы ресурсов в энергетику.

6-й этап – прогноз потребности в углях на производство электроэнергии и централизованного тепла – в качестве входных данных используются результаты предыдущих этапов. Прогноз выполняется на основе оптимизационных расчетов по развитию ТЭК. Эти расчеты позволяют определить потребность в углях на электростанциях, котельных и уточнить непосредственное потребление (промышленность, строительство, сельское хозяйство, коммунально-бытовые потребители).

7-й этап – прогноз структуры добычи, переработки и распределения энергетических углей выполняется с учетом потребности в энергетических углях, полученной на предыдущих этапах, и ограничений на возможные объемы добычи на предприятиях добывающих энергетические угли, объемов ресурсов от кокса в энергетику (попутная добыча и остатки продуктов обогащения коксующихся углей) и прогноза цен на добычу, переработку и транспортировку угля. Определяются востребованные объемы добычи на перспективу и объемы и направления рациональных поставок энергетических углей.

8-й этап – оценка инвестиционных проектов – под полученные объемы добычи угля и в пределах диапазона цен самоокупаемости определяются показатели эффективности инвестиционных проектов, закладываются цены, соответствующие приемлемым показателям эффективности. Если полученные цены отличаются от цен, определенных на этапе 3, то происходит возвращение на этап 3 и т.д.

4.11.3. Система моделей для исследования развития угольной промышленности

Для решения задач, соответствующих этапам схемы, разработана и используется система экономико-математических моделей (рис. 4.53):

– прогнозирование потребности в углях;

– прогнозирование цен самофинансирования;

– развитие ТЭК (оптимизация территориально-производственной структуры ТЭК региона);

– развитие угольной промышленности (оптимизация добычи, межрегиональных поставок и использования угля у потребителей – задача линейного программирования);

– развитие угольной промышленности страны и регионов

– финансово-экономическая оценка инвестиционных проектов угледобывающих предприятий.

Модели 1–3 хорошо известны и достаточно подробно описаны в литературе [70, 460, 475].

(1) Модель прогнозирования потребности в углях[8] основывается на прогнозе энергопотребления [70, 475, 476]. Основными способами расчета энергопотребления являются методы полных затрат энергии, прямого счета и структурных изменений.

Метод полных затрат энергии позволяет осуществить грубую оценку энергопотребления в регионе на основе планируемой социальной политики, развития оборонных отраслей и политики ввоза-вывоза. Все затраты энергии можно рассматривать как используемые на обеспечение конечного потребления общества. Если оценить все затраты энергии на использование единицы продукции, входящей в конечное потребление, на ее

[8] Нумерация моделей соответствует блокам в системе моделей (рис. 4.5.2)

производство по всей цепочке сопряженных производств, на строительство новых мощностей для ее производства, то получается значение полных удельных затрат энергии. Чтобы сделать такую оценку, необходимо составить межотраслевой баланс в динамике.

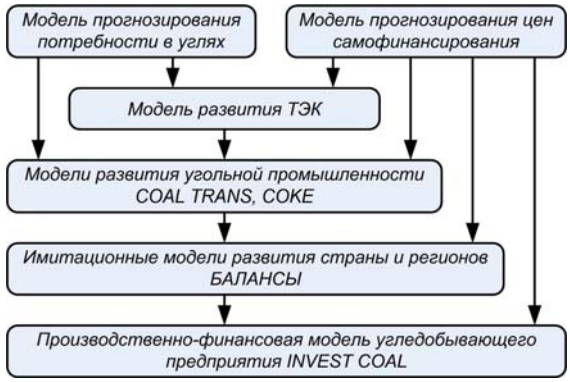


Рис. 4.53. Система моделей исследования развития добычи и потребления энергетических углей.

Метод прямого счета представляет собой традиционный способ расчета потребности в энергоносителях на основании информации об объемах производства основных, наиболее энергоемких, видов продукции и отраслей, развития жилищно-коммунального хозяйства и сферы услуг, транспорта и агропромышленного комплекса. Недостаток этого метода состоит в том, что должна быть задана вся информация об объемах производства, а это весьма сложно в условиях рыночной экономики. Кроме того, в условиях нестабильной экономики происходят изменения в традиционных показателях энергоемкости продукции.

Метод структурных изменений представляет собой укрупненный грубый метод оценки потребности в энергии с помощью прогноза отраслевой структуры энергопотребления. Как правило, реализуется с помощью экспертов и на основе обработки имеющейся статистической информации.

Для прогноза энергопотребления в ИСЭМ СО РАН разработана система моделей [454]. Основу этой системы составляет модель энергопотребления России (МЭР) – динамическая межотраслевая модель. Система моделей построена на применении и взаимоувязке двух методов расчета энергопотребления: метода прямого счета и метода полных затрат энергии. В модели на базе заданной динамики конечного потребления и характеристики смены технологических укладов (описанных с помощью показателей эксплуатационных и капитальных затрат, сроков строительства и коэффициентов выбытия) рассчитывается потребность в энергоносителях.

Для формирования коэффициентов модели используются более подробные модели различных отраслей народного хозяйства и промышленности, в которых рассчитываются все показатели, применяемые в качестве экзогенных в модели МЭР. С ее помощью определяются полные удельные затраты энергии (по энергоносителям – электроэнергии, централизованному теплу, котельно-печному и моторному топливу и энергии в целом) под определенный сценарий развития экономики, а именно – определенный уровень и стиль жизни, обороноспособности страны, экспортно-импортной политики и т.д.

Результаты расчетов содержат:

– прогноз потребности в топливно-энергетических ресурсах, в том числе и в угле в региональном разрезе в динамике;

– прогноз потребления энергоресурсов в отраслевом разрезе;

– прогноз энергосбережения по видам энергоресурсов и продукции.

(2) Имитационная модель прогнозирования цен самофинансирования для объектов топливно-энергетического комплекса разработана Ю.Д. Кононовым [70, 475] и основана на учете всех издержек производства и задаваемой норме рентабельности. Для объектов угольной промышленности цены самофинансирования могут рассчитываться также с использованием имитационной модели INVEST COAL.

(3) Модель развития ТЭК [460] предназначена для исследования зависимости основных параметров развития ТЭК России на перспективу 20–25 лет от таких условий,

как уровни энергопотребления, обеспечение территорий первичными энергоресурсами и т.д. С помощью модели ТЭК определяется потребность в угле на производство электроэнергии и централизованного тепла.

(4) Модели развития угольной промышленности. Модель COAL TRANS предназначена для прогнозирования структуры и объемов межрегиональных поставок углей при изменении цен, транспортных тарифов, потребности в угле и возможных ограничений на объемы поставок. В этой модели достаточно полно учитывается территориальный фактор, выделяются более 80 потребителей угля соответствующих субъектов Федерации (краев, областей и республик) и более 30 поставщиков бурых и каменных углей. Для анализа результатов субъекты объединяются в 7 федеральных округов.

Модель формируется в виде задачи линейного программирования. Минимизируются затраты потребителей на приобретение и транспортировку угля при заданной потребности в угле по субъектам Федерации и прогнозируемых уровнях добычи угля, а также с учетом технологически сложившихся обязательных поставок отдельных углей в определенные регионы.

Экономико-математическая формулировка модели следующая:

Найти:

$$\left[\sum_{fivt} \text{Ц}^{st}_{fiv} B^{t}_{fiv} \alpha^{st}_{fiv} \lambda_{fiv} + \sum_{frjs} (\text{Ц}^{st}_{frj} + u^{st}_{frj}) x^{st}_{frj}\right] \to \min$$

При ограничениях:

$$\sum_{fiv} B^{t}_{fiv} \alpha^{st}_{fiv} \lambda_{fiv} - \sum_{rj} x^{st}_{frj} = 0;$$

$$\sum_{s} \eta^{st}_{frj} x^{st}_{frj} \geq B^{st}_{rj};$$

$$\sum_{v} \lambda_{fiv} = 1; \quad = 1, f = 1,\ldots, F \ , \quad i = 1,\ldots, I_f$$

$$\lambda_{fiv} = 0 \text{ или } 1;$$

$$x^{st}_{frj} \geq 0;$$

$$f = 1,\ldots, F \ , \ s = 1,\ldots, S \ , j = 1,\ldots, J \ , \quad r = 1,\ldots, R \ , \quad t = 1,\ldots, T \ .$$

где f – индекс бассейна или месторождения $f=1,\ldots, F$; i – индекс угледобывающего предприятия $i = 1,\ldots,I_f$; v – индекс варианта развития предприятия $v=1,\ldots,V$; s – индекс качественно однотипных энергетических углей $s=1,\ldots,S$; j – индекс потребителей $j=1,\ldots,J$; r – индекс района потребления $r=1,\ldots,R$; t – индекс прогнозируемого периода $t =1,\ldots,T$; B^{t}_{fiv} – технически возможные объемы добычи рядового угля на предприятии i бассейна f по v-му варианту развития в t-м периоде; a^{st}_{fiv} – коэффициент выхода качественно однотипных энергетических углей s на предприятии i, бассейна f по v–му варианту в период t; λ_{fiv} – условие выбора варианта развития предприятия; Ц^{st}_{fiv} – цена на месте добычи s -го типа угля i-го предприятия бассейна f в период t; Ц^{st}_{frj} – цена транспортировки s-го типа угля из угольного бассейна f в район r в период t; u^{st}_{frj} – затраты на использование s-го типа угля из угольного бассейна f в районе r, j-м потребителем в период t; x^{st}_{frj} – объем транспортируемого s-го типа угля из угольного бассейна f в район r потребителю j в период t; η^{st}_{frj} – коэффициент взаимозаменяемости различных энергетических углей s у различных групп потребителей j; B^{st}_{rj} – потребность в s-м типе угля в период t в r-м районе у j-го потребителя.

В решении задачи линейного программирования двойственные оценки определяют предельные цены на уголь.

Модель СОКЕ – производственно-транспортная отраслевая модель развития производства и потребления коксующихся углей предназначена для прогнозирования структуры и объемов добычи, обогащения, транспортировки и использования коксую-

щихся углей при изменении цен, транспортных тарифов, потребности в угле и возможных ограничений на объемы поставок.

При прогнозировании развития добычи коксующихся углей необходимо учитывать следующие особенности. В процессе добычи и обогащения углей коксующихся марок образуются продукты переработки, пригодные для использования в качестве энергетического топлива. По технологическим причинам на шахтах и разрезах может добываться несколько марок коксующихся, а также рядовые энергетические угли. В структуре шихт коксохимических заводов России, по ряду причин могут использоваться импортируемые марки коксующихся углей. В свою очередь значительный объем углей, добываемых на территории России, вывозится на экспорт. Экономико-математическая формулировка модели *COKE* подобна экономико-математической формулировке модели *COAL TRANS* [476].

(5) Имитационные модели развития страны и регионов БАЛАНСЫ на основе данных о потенциальных возможностях добычи углей и потребностей в углях по субъектам федерации (регионам субъектов федерации, федеральным округам) позволяют получить прогноз поставок углей и начертить диаграммы, иллюстрирующие этот прогноз. Потенциальные ресурсы энергетических углей рассчитываются по сложной схеме (рис. 4.54). Востребованные объемы добычи получаются в соответствии с потенциальными возможностями развития предприятий (новых и действующих), возможностями переработки углей и сложившейся схемой поставок углей.

Рис. 4.54. Схема формирования ресурсов энергетических углей.

(6) Производственно-финансовая имитационная модель угледобывающего предприятия (INVEST COAL) предназначена для оценки эффективности инвестиционных проектов угледобывающего предприятия или группы предприятий. В модели общие методические подходы мировой и отечественной практики адаптированы к объектам угольной промышленности. Используются следующие критериальные показатели: состояние текущего счета ($СТС_t$) в году t, дисконтированный текущий счет ($ДТС_t$) в году t, чистая текущая стоимость (ЧТС), индекс прибыльности (ИП), рентабельность продукции ($Р_t$), внутренняя норма доходности (ВНД), срок возврата капитала ($Т_{ок}$). Значения данных показателей рассчитываются на основе таблицы потоков наличности. Временной период, как правило, составляет 10–15 лет

В модели используются следующие показатели:

1. B_t – выручка от реализации продукции

$$B_t^{\text{уг}} = ц_t^{\text{уг}} \ V_t^{\text{уг}},$$

где t – индекс временного периода, $t=1,\ldots,T$; $ц_t^{\text{уг}}$ – цена угля в году t; $V_t^{\text{уг}}$ – объем добычи угля в году t.

2. $V_t^{уг}$ – объем добычи угля:

$$V_t^{уг} = V_t^{вскр} / k_t^{вскр},$$

где $V_t^{вскр}$ – объем вскрышных работ в году t; $k_t^{вскр}$ – коэффициент вскрыши в году t.

3. $И_t^{уг}$ – издержки производства на добычу угля:

$$И_t^{уг} = И_t^{ээ} + И_t^{тэ} + И_t^{м} + И_t^{зп} + И_t^{а} + И_t^{нал} + И_t^{кр} + И_t^{об} + И_t^{упх} + И_t^{пр},$$

Рассмотрим составляющие издержек:

$И_t^{ээ}$ – затраты на электроэнергию:

$$И_t^{ээ} = b_t^{ээ} ц_t^{ээ} V_t^{уг},$$

где $b_t^{ээ}$ – удельная норма расхода электроэнергии на добычу угля; $ц_t^{ээ}$ – тариф на электроэнергию; $V_t^{уг}$ – объем добычи угля;

$И_t^{тэ}$ - затраты на теплоэнергию:

$$И_t^{тэ} = b_t^{тэ} ц_t^{тэ} V_t^{уг},$$

где $b_t^{тэ}$ – удельная норма расхода теплоэнергии на добычу угля; $ц_t^{тэ}$ – цена на электроэнергию;

$И_t^{м}$ – затраты на материалы:

$$И_t^{м} = с_t^{м} (V_t^{уг} + V_t^{вскр}),$$

где $с_t^{м}$ – удельный расход материальных затрат;

$И_t^{зп}$ – затраты на оплату труда:

$$И_t^{зп} = ЗП_t Ч_t k^{доп},$$

где $ЗП_t$ – среднемесячная заработная плата персонала угледобывающего предприятия; $Ч_t$ – численность персонала; $k^{доп}$ – коэффициент, учитывающий выплаты в фонды социального страхования;

$И_t^{а}$ – амортизация:

$$И_t^{а} = а Оф_t,$$

где а – средний норматив амортизационных отчислений; $Оф_t$ – стоимость основных производственных фондов угледобывающего предприятия:

$$Оф_t = Оф_{t-1} + Вв_t - Выб_t,$$

где $Оф_{t-1}$ – стоимость основных производственных фондов в предыдущем году; $Вв_t$ – ввод, $Выб_t$ – выбытие основных фондов в году t; $И_t^{нал}$ – налоги в году t; $И_t^{кр}$ – выплата процентов за кредит в году t:

$$И_t^{кр} = н^{кр} СТС_{t-1},$$

где $н^{кр}$ – ставка процента за кредит; $СТС_{t-1}$ – состояние текущего счета в году $t-1$; $И_t^{об}$ – выплаты процентов за кредитование оборотных средств;

$И_t^{упх}$ – услуги промышленного характера:

$$И_t^{упх} = с_t^{упх} (V_t^{уг} + V_t^{вскр}),$$

где: $с_t^{упх}$ – удельная себестоимость услуг промышленного характера;

$И_t^{пр}$ - прочие расходы:

$$И_t^{пр} = с_t^{пр} М_t^{уг},$$

где $с_t^{пр}$ – удельная себестоимость прочих расходов.

4. $П_t^{уг}$ – балансовая прибыль:

$$П_t^{уг} = В_t^{уг} – И_t^{уг}$$

5. $Чп_t^{уг}$ – чистая прибыль:

$$Чп_t^{уг} = П_t^{уг} – Н_t,$$

где $Н_t$ – налоги; $П_t^{уг}$ – валовая прибыль,

$$Н_t = Н_t^{им} + Н_t^{п} + Н_t^{инфр} + Н_t^{пр},$$

где $Н_t^{им}$ – налог на имущество; $Н_t^{п}$ – налог на прибыль; $Н_t^{инфр}$ – налог на содержание жилищно-коммунального хозяйства и социальной инфраструктуры; $Н_t^{пр}$ – прочие налоги.

6. $Р_t$ – рентабельность продукции:

$$Р_t = П_t^{бал} / И_t^{доб},$$

где $П_t^{бал}$ – балансовая прибыль; $И_t^{доб}$ – издержки по добыче угля.

7. $ПДН_t$ – поток денежной наличности:

$$ПДН_t = Чп_t – КВ_t + А_t,$$

где $КВ_t$ – капиталовложения; $А_t$ – амортизационные отчисления.

Показатели эффективности рассчитываются на основе таблицы потоков денежной наличности. При этом доходная часть представлена доходом от реализации угля и доходом от размещения прибыли (проценты депозита). Расходы определяются годовыми эксплуатационными издержками, капитальными вложениями, налогами на прибыль и платой за кредит.

Эксплуатационные издержки включают материальные затраты, заработную плату, амортизационные отчисления, налоги и прочие расходы.

Результаты расчетов содержат, кроме показателей эффективности проекта, финансово-экономические показатели в динамике и интегральные показатели (прямая задача – рис. 4.55 (1)). Модель при заданных показателях эффективности позволяет прогнозировать цены. Для этого задаются технико-экономические показатели и один из показателей эффективности (чистая текущая стоимость, индекс прибыльности, рентабельность продукции, внутренняя норма доходности, срок возврата капитала), в результате получаются цены углей (обратная задача – рис. 4.55 (2)).

(1) Прямая задача

Входные данные		*Выходные данные*
Цена угля	*Технико-экономические показатели*	*Показатели эффективности*

(2) Обратная задача

Выходные данные	*Входные данные*	
Цена угля	*Технико-экономические показатели*	*Показатели эффективности*

Рис. 4.55. Взаимосвязь показателей в прямой (1) и обратной (2) задачах экономической оценки инвестиционных проектов.

4.11.4. Программное и информационное обеспечение исследований развития угольной промышленности

Программное и информационное обеспечение исследований создавалось в соответствии с существовавшими уровнями развития информационных технологий и потребностями исследований. Для решения задач прогнозирования развития добычи и потребления углей создан и неоднократно модифицирован информационно-модельно-

программный комплекс (ИМПК «Уголь») (Рис. 4.56). Основными компонентами ИМПК являются: БД «Ретроспектива развития УП страны», БД «Перспектива развития УП страны», «Система взаимосвязанных моделей» и «Прогнозы». ИМПК «УГОЛЬ» предназначен для формирования экономико-математических моделей, обработки технико-экономических показателей, характеризующих развитие отрасли, и формирования таблиц решений. Последняя версия ИМПК состоит как из взаимосвязанных, так и из разрозненных инструментальных средств и наборов файлов, в том числе содержащих обработанные статистические данные в соответствии с потребностями исследователя.

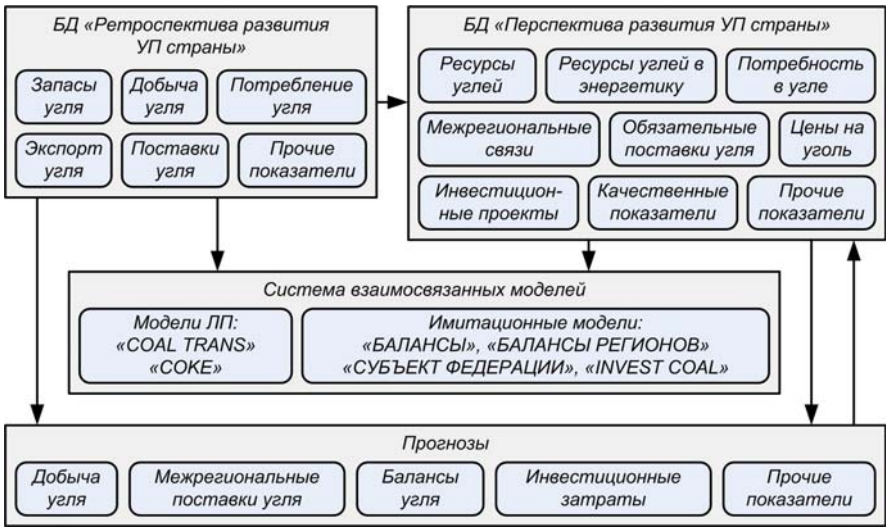


Рис. 4.56 – Информационно-модельно-программный комплекс «УГОЛЬ».

В БД «Ретроспектива развития УП страны» представлены данные по статистической отчетности за предшествующие годы. БД включает данные по развитию угледобычи, потребления, поставок угля и другие показатели в разрезе страны, субъектов Федерации и отдельных предприятий. Подробно представлены предприятия восточных регионов страны. БД «Ретроспектива развития УП страны» используется при анализе существующего состояния УП регионов и при формировании отдельных показателей для БД «Перспектива развития УП страны» и системы моделей.

В БД «Перспектива развития УП страны» представлены прогнозные данные по возможным ограничениям на развитие угледобычи и расчетные показатели, необходимые для формирования моделей, и результаты решений задач. БД «Перспектива развития УП страны» предназначена для формирования экономико-математических моделей из системы моделей и составление таблиц прогнозов.

Система взаимосвязанных моделей применяется при проведении исследований. В зависимости от задач используется та или иная модель или несколько моделей. Исследования с привлечением ИМПК возможны на любом уровне административного деления РФ: страна, федеральный округ, субъект Федерации.

Модели линейного программирования (ЛП) *COAL TRANS* и *COKE* формируется в виде задач и предназначены для прогнозирования добычи и поставок энергетических *COAL TRANS* и коксующихся COKE углей в зависимости от вариантов потребности.

В модели *INVEST COAL* представлены расчеты показателей эффективности проекта, потоки денежной наличности, графики, иллюстрирующие результаты расчетов. Для повышения надежности получаемых оценок выполняется анализ устойчивости,

представляющий собой расчет зависимости обобщающих финансово-экономических показателей от тех или иных изменений исходных параметров проекта.

Реализованы имитационные модели развития страны: БАЛАНСЫ, БАЛАНСЫ РЕГИОНОВ и СУБЪЕКТ ФЕДЕРАЦИИ. Модели различаются детализацией представления объектов и некоторыми другими аспектами.

Модель БАЛАНСЫ [462] позволяет на основе данных о потенциальных возможностях добычи углей и потребностей в углях по федеральным округам получить прогноз поставок углей по федеральным округам и построить диаграммы, иллюстрирующие этот прогноз.

Модель БАЛАНСЫ РЕГИОНОВ является дополнением к оптимизационной модели *COAL TRANS* и модели БАЛАНСЫ. Решение, полученное с использованием модели *COAL TRANS,* как правило, требует доработки с участием эксперта. Доработка может быть выполнена на модели БАЛАНСЫ РЕГИОНОВ. С использованием модели БАЛАНСЫ РЕГИОНОВ можно также детализировать решение, полученное на модели БАЛАНСЫ. Модель БАЛАНСЫ РЕГИОНОВ также может использоваться самостоятельно при исследовании развития отдельных регионов. Поставки и потребление угля прогнозируются с учетом сложившихся тенденций поставок и потребления угля в субъектах Федерации.

Модель СУБЪЕКТ ФЕДЕРАЦИИ предназначена для исследования развития угольной промышленности на уровне субъекта Федерации.

В имитационных моделях БАЛАНСЫ, БАЛАНСЫ РЕГИОНОВ и СУБЪЕКТ ФЕДЕРАЦИИ с разной степенью детализации для разных моделей используются следующие показатели:

- прогноз потребности в угле;
- прогноз ограничений на ресурсы энергетических углей;
- прогноз ограничений на добычу энергетических и коксующихся углей;
- оценки авторов по возможностям развития угледобывающих предприятий регионов;
- качественные характеристики углей;
- отдельные технико-экономические показатели деятельности предприятий;
- существующая транспортная схема поставок.

Результаты расчетов по моделям представлены следующими таблицами в разрезах административного деления страны и регионов для разных уровней:

- прогноз востребованных объемов добычи угля;
- прогноз балансов углей;
- прогноз поставок углей;
- прогноз экспорта угля;
- прогноз потребности в ресурсах для данного варианта развития: электроэнергии, теплоэнергии, трудовых ресурсов и объемов инвестиций.

В прогнозе поставок учитываются сложившиеся тенденции на основе статистических данных за предыдущие годы.

Результаты расчетов обрабатываются и представляются в виде таблиц и графиков в MS EXCEL.

Более полная детализация показателей дана в модели СУБЪЕКТ ФЕДЕРАЦИИ: по угледобывающим предприятиям, обогатительным фабрикам, потреблению определенных углей в разрезе субъекта Федерации и с учетом деления субъекта Федерации по каким либо признакам (административным, транспортной доступности и др.) и т.п.

С помощью изложенной системы моделей по приведенной схеме исследования неоднократно выполнялся прогноз развития угольной промышленности на период до 2020 г. как по стране в целом, так и по регионам Восточной Сибири и Дальнего Востока

и отдельным субъектам Федерации. Определены потребность в угле при разных стратегиях развития экономики и энергетики, востребованные объемы добычи, цены на энергетические угли, объемы рациональных поставок [463–466, 477–481].

4.11.5. Некоторые результаты исследований развития угольной промышленности

Выполнены исследования развития угольной промышленности России и потенциальных возможностей увеличения экспортных поставок российского угля на рынки стран АТР.

В соответствии с прогнозом добыча угля может составить 380–385 млн т – к 2015 г. и 515–525 млн т – к 2030 г.

Угольная промышленность России обладает хорошими возможностями для развития в период до 2030 г. и далее. Тем не менее следует развивать угледобычу в регионах со значительными запасами коксующихся углей – в Сибири и на Дальнего Востока. В этих регионах рост добычи каменного угля зависит от следующих факторов и территориальных приоритетов:

– рост добычи в Кузнецком бассейне, с наиболее предпочтительными условиями производства высококачественного и экономически эффективного угольного топлива;

– поддержание и увеличение объемов добычи на месторождениях Восточной Сибири в республиках Бурятия, Тыва и Хакассия и на Дальнем Востоке в Республике Саха (Якутия).

Добыча бурого угля будет определяться развитием угледобычи в Канско-Ачинском угольном бассейне, а также на перспективных разрезах Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Баланс угля по основным направлениям использования на период до 2030 г. представлен в табл. 4.20.

Таблица 4.20. **Баланс угля в России, млн т у.т.**

Показатель	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Добыча	230–235	256–262	284–292	350–358
Импорт, всего	11–11	10–10	10–10	8–8
Экспорт, всего	74–77	80–82	84–87	102–105
регионы АТР	16–18	18–21	24–26	32–33
прочие регионы	58–59	62–61	60–61	70–72
Потребление, всего	167–169	186–190	210–215	256–261
электростанции	90–91	106–108	126–129	162–165
нужды коксования	42–43	44–45	45–47	54–55
прочие	35–35	36–37	39–39	40–41

Источник: оценки авторов

По нашим оценкам, в 2010–2030 гг. потенциальные возможности российского экспорта возрастут до 95–130 млн т, включая 25–40 млн т потребителям стран АТР.

В 2010–2030 гг. российский экспорт угля может получить новый импульс благодаря созданию новых добывающих мощностей, ориентированных на внешний рынок:

– увеличение добычи угля в Кузнецком бассейне;

– освоение Эльгинского каменноугольного месторождения в Республике Саха (Якутия);

– расширение мощностей Тугнуйского разреза в Республике Бурятия, ориентированного на экспорт каменных углей;

– строительство угледобывающих предприятий на Элегестском и Меджигейском месторождениях в Республике Тыва.

Основными потребителями продукции будут страны АТР. Согласно прогнозным данным, экспорт угля придется на Японию, Корею и Индию, а также на Гонконг, Тайвань и другие страны АТР. Реализация проекта освоения Эльгинского месторождения связана с решением вопроса строительства железной дороги до месторождения и расширением угольных терминалов на Тихоокеанском побережье российского Дальнего Востока.

Возможности увеличения экспорта российского угля могут быть ограниченны из-за удаленности основных угледобывающих предприятий от портов отгрузки угля. Расстояние от района добычи угля до портов России составляет 2,5–6,7 тыс. км, а среднее по России – 4,5 тыс. км. Расстояние от района добычи угля до погранпереходов, в основном, более 4 тыс. км, а среднее по России составляет – 3,9 тыс. км [482]. Значительные расстояния до портов отгрузки и сухопутных пограничных переходов обусловливают высокие транспортные затраты, составляющие 30-45 % от цены угля.

Потенциальные возможности наращивания экспорта угля в страны АТР основаны на наличии запасов высококачественных углей в восточных регионах России. Существуют проекты нового строительства разрезов и обогатительных фабрик и расширения действующих предприятий. Ограничениями для увеличения экспортных поставок могут быть:

– дефицит провозных и других возможностей железной дороги;
– дефицит мощностей дальневосточных портов для перевалки угля;
– отсутствие «близких» железнодорожных переходов в Китай;
– несбалансированная тарифная политика на железнодорожные перевозки.

4.11.6. Направления дальнейших исследований

Из направлений развития методов прогнозирования развития угольной промышленности и определения перспективных направлений УП особого внимания требуют методы оценки емкости международных рынков для российского угля и учета экспортно-импортных связей. Важной задачей также является анализ возможностей транспортной инфраструктуры в удовлетворении потребности угольной промышленности в перевозках угля, как мощностей по перевозке, так и совершенствовании тарифной политики.

Одной из первоочередных задач является реинжениринг существующего информационного и программного обеспечения, создание новых дополнительных компонент с учетом современного уровня развития информационных технологий и потребностей исследователей.

4.12. Обоснование использования возобновляемых источников энергии

4.12.1. История развития исследований в Институте

Первые результаты исследований СЭИ СО АН СССР по использованию возобновляемых источников энергии носили обзорный и информационно-аналитический характер с элементами системного подхода и были представлены на Всесоюзном семинаре по путям и проблемам долгосрочного развития энергетики СССР в августе 1982 г. в докладе Г.Б. Славина [483]. В этом докладе наиболее емкое определение возобновляемых источников энергии (ВИЭ), отражающее их общее свойство: «Это такие виды природных энергоресурсов, поступление которых в любой момент времени практически не зависит от масштабов их энергети-

ческого использования в предыдущее время». Если конкретизировать, то это источники, интенсивность которых определяется радиационным и гравитационным взаимодействием в планетарной системе Солнце–Земля–Луна, а также (с оговорками) глубинными процессами Земли.

Кроме этих, природных процессов, к ВИЭ следует отнести технологические отходы производства при концентрации в них энергетического потенциала, достаточного для практического использования.

Поисковые исследования по использованию солнечного излучения с углубленным рассмотрением физических процессов в фотоэлектрических преобразователях выполнялись еще в 1970-х – начале 1980-х годов в отделе оптимизации структуры электроэнергетических систем (В.А.Кудрявцев). Но развития и какого-либо использования, а также стыковки с другими работами они не получили.

Упомянутый доклад содержал анализ применительно практически всех видов возобновляемых природных ресурсов, в нем были изложены соображения о возможностях, целесообразности и приоритетности их использования. Эта работа в определенной мере послужила основой для последующего выбора направлений и объектов исследований, которые в настоящее время развиваются в Институте.

Но уже в тот период во многих научных и проектных организациях проводились исследования по оценке потенциала возобновляемых природных энергоресурсов и возможности их использования на различных территориях. Так, известны публикации на эту тему сотрудников отдела энергетики Кольского научного центра АН СССР, Института физико-технических проблем Севера СО АН СССР, Института «Гидропроект» им. С.Я Жука и др. [484–487].

Исследования, выполняемые впоследствии в ряде отделов ИСЭМ, отличает, во-первых, системный подход, во-вторых, рассмотрение этих ресурсов в рамках оптимизации решений по развитию топливно-энергетического комплекса в разных территориальных и временных срезах. Представляется, что эти работы в качестве исходной информации использующие результаты, полученные отечественными и зарубежными авторами, дополняют и развивают их в системно-концептуальном плане и известны не только в России.

Примером этого можно считать достигшую стадии промышленной реализации программу крупномасштабного производства чистого кремния в качестве конечного товарного продукта на экспорт и основы для выпуска энергогенерирующих модулей и комплексов с фотоэлектрическими преобразователями (ФЭП). Обоснование развертывания программы «Солнечный кремний Сибири» с участием ряда исследовательских организаций (в том числе – Института геохимии СО АН СССР и Иркутского филиала ВАМИ) и промышленных предприятий разного профиля было выполнено в середине 1980-х годов: оценка рынка ФЭП для региона с учетом структуры потребителей энергии и распределения плотности солнечного излучения (А.А. Кошелев). Эта работа показала, что, несмотря на высокий уровень российских и зарубежных исследований по возобновляемым источникам энергии, Институт смог выдержать конкуренцию.

Предметом исследований ИСЭМ, доведенных до концептуальных формулировок, методических разработок, технико-экономических оценок и конкретных рекомендаций (территориальных, объектных, конструктивных), являются *солнечное излучение, ветер, реки, древесное топливо и геотермия.*

Экспериментальные работы. Исследования по практическому использованию ВИЭ интенсивно развернулись в 1991 г. после создания сектора природоохранного энергоснабжения зоны оз. Байкал в отделе региональных проблем развития энергетики. Сначала это был информационно-аналитический поиск для Байкальского региона по всем упомянутым видам ВИЭ, затем внимание сосредоточилось на использовании сол-

нечного излучения для теплоснабжения (О.Б. Сутырина). До этого летом 1989 г. в пади Жилище близ пос. Большие Коты на территории экспедиционной базы Лимнологического института СО АН СССР была предпринята первая, неудачная попытка смонтировать (О.А. Харчук) двухконтурную систему солнечного отопления и горячего водоснабжения из элементов и блоков, выпускавшихся Братским заводом «Сибтепломаш». Летом 1990 г. на мысе Котельниковский был проведен первый удачный эксперимент – силами экспедиционного отряда СЭИ и ИПИ смонтирован и успешно эксплуатировался солнечный душ. С учетом полученного опыта был разработан (О.А. Харчук) проект опытно-промышленной системы солнечного нагрева воды тепловой мощностью 3,5 кВт из 8 коллекторов с селективным покрытием (СКС) Братского завода (рис. 4.57). Смонтированная на турбазе Иркутской ТЭЦ-1 возле п. Мурино в 1991 г., эта система обеспечивала потребности столовой в горячей воде при экономии газа. Проведенные эксперименты позволили внести в конструкцию некоторые улучшения. В 1993 г. система была размонтирована, перевезена на территорию турбазы ОАО «Иркутскэнерго» возле д. Зама, где были продолжены опытно-промышленная эксплуатация и эксперименты по совершенствованию конструкции.

Рис. 4.57. Экспериментальный двухсекционный солнечный нагреватель расчетной мощностью 3,5 кВт конструкции СЭИ. 1991.

В 1993 г. были смонтированы две водонагревательные установки на метеостанции (ГМС) «Солнечная» и детской турбазе БАМ на Слюдянских озерах – соответственно, из двух и четырех коллекторов. Вторая установка получила развитие как основная ступень солнечного душа при резервировании электроподогревом и наращивалась коллекторами, приобретенными пользователями. По следам этого эксперимента был организован местный выпуск СК улучшенной конструкции.

В 1995 г. в урочище Узуры (север о. Ольхон) на территории Байкальской магнитотеллурической обсерватории Института солнечно-земной физики СО РАН был смонтирован, испытан и введен в постоянную эксплуатацию солнечный душ тепловой мощностью 1,8 кВт конструкции ИСЗФ и ИСЭМ (рис. 4.58), в которой реализовано не имеющее аналогов конструктивно-технологическое решение: блок из двух коллекторов с баком-аккумулятором (емкость 50 л) может вращаться вокруг вертикальной оси, а рама с коллекторами – вокруг горизонтальной, фиксируясь под углом к вертикали до 45 градусов (использован опыт ИСЗФ по сооружению телескопов). Ручное слежение за солнцем позволило повысить дневной теплосъем с единицы рабочей поверхности на 70-80 % по сравнению с неподвижной ориентацией на юг под углом широты местности. Был выявлен эффект заметного повышения мощности в первые часы после восхода при вертикальном положении панелей – как представляется, за счет усвоения отраженного излучения от зеркальной поверхности воды и ближайших скальных стенок. Сданная пользователю установка несколько лет успешно эксплуатировалась, обеспечивая бытовые нужды в горячей воде.

Рис. 4.58. Поворотный солнечный нагреватель мощностью 1,8 кВт конструкции ИСЗФ и СЭИ. 1995.

Зимой 1997–1998 гг. на крыше главного корпуса ИСЭМ испытывался солнечный воздушный коллектор для отопления зданий, самостоятельно спроектированный и изготовленный. При двойном остеклении при максимальной естественной циркуляции воздуха его температура на выходе не опускалась ниже 0 ^{o}C даже при морозе – 30 ^{o}C.

Резюмируя, следует выразить сожаление, что все эти явно интересные и результативные экспериментальные работы, проводимые под руководством А.А. Кошелева, не получили достойного развития после прекращения их финансирования со стороны ОАО «Иркутскэнерго» через НТО.

В 1995 г. на о. Ольхон одновременно с описанными экспериментами была проведена серия кратковременных массированных замеров распределения скорости ветра – синхронно в пяти и более точках средней и северной частей острова с разными типами рельефа: скальный мыс, безлесный холм, скальная вершина, бухты западного и восточного побережий, заветренный склон, ось просечной долины. Сопоставленные с показаниями стационарных приборов и многолетними данными ГМС «Узуры», замеры явно показали существенную зависимость скорости ветра от микрорельефа и позволили получить представление о количественном значении поправочных коэффициентов при использовании климатологических справочников в технико-экономических расчетах применительно к конкретным условиям размещения ветровых электрогенераторов разных типов. Подобное относится и к экспериментальным данным, полученным при испытаниях солнечных нагревателей разных конструкций в условиях побережья о.Байкал.

В конце 1980-х – начале 1990-х годов проводились отдельные инструментальные гидрологические исследования на ряде малых речек, впадающих в Байкал – Тагунчиха, Сарма, Курма, Зундуки, Зама, Куркула и Фролиха. Выполнявшиеся с целью получения информации для технико-экономических оценок использования этих рек как источника энергоснабжения замеры позволили дать соответствующие количественные экспресс-оценки и практические рекомендации. Наибольший интерес здесь представили результаты гидрологических и геодезических замеров на Тагунчихе, левом притоке Култучной, в нижнем течении которой расположен пос. Култук. Плотина на Тагунчихе высотой 5 м даст пруд-водохранилище, которое позволит регулировать сток так, что будет предотвращено образование наледи, заполняющей одну из улиц поселка до начала лета и затрудняющей хозяйствование. Этот побочный эффект ГЭС получился в данном случае важнее выработки электроэнергии, которая здесь, по расчетам, оказалась явно неэффективной и может рассматриваться лишь как попутная цель.

Выполнен сопоставительный анализ целесообразности сооружения низконапорных плотинных ГЭС на реках Зундуки и Зама для электроснабжения вахтового поселка-турбазы ОАО «Иркутскэнерго», окрестных деревни и фермерских хозяйств. Проектировщики выбрали и дали технико-экономическое обоснование ГЭС на Зундуках, одна-

ко рекогносцировочное обследование показало явную предпочтительность Замы: обе речки сопоставимы по среднему стоку, однако Зама имеет комбинированный тип питания – снего-ледовое и подземно-болотное – что обеспечивает сглаживание сезонной и дождевой пульсации, к тому же на ней был найден весьма удобный створ для плотины (скальное сжатие русла), которая даст заполнение достаточно емким водохранилищем лишь части долины, затопляемой половодьем и не представляющей хозяйственной ценности, к тому же в этом случае достаточно ЛЭП напряжением 10 кВ.

Главные результаты в этом направлении – это, во-первых, получение общего представления о возможностях и целесообразности энергетического использования малых рек в экологическом ядре Байкальской природной территории для выдачи соответствующих рекомендаций, во-вторых, отработка методики получения нужных энергетических показателей с использованием обобщенных многолетних данных официальных климатологических справочников и собственных целевых кратковременных замеров в конкретных или характерных точках.

Методические проработки по использованию возобновляемых источников энергии. Начались в лаборатории энерго-экологического мониторинга ИСЭМ в начале 90-х годов в связи с циклом работ по заданию администрации Иркутской области по обоснованию рациональных масштабов использования ВИЭ для удаленных и труднодоступных потребителей области. В этих работах под руководством В.И. Подкорытова было проанализировано современное состояние энергоснабжения изолированных от энергосистемы потребителей, систематизированы данные по ресурсному потенциалу рассматриваемых территорий, оценены техническая возможность и условия реализуемости и целесообразности применения ВИЭ в северных районах области и зоне оз. Байкал, которые в дальнейшем нашли свое отражение в ряде монографий [488, 489].

В это же время под руководством А.А. Кошелева был составлен кадастр возобновляемых природных энергоресурсов с указанием показателей солнечного излучения, ветра и водотоков для населенных пунктов Иркутской области по данным гидрометеорологических справочников, экспедиционных исследований и экспертных расчетов. На протяжении многих лет сведения из этого кадастра использовались для технико-экономических расчетов по обоснованию применения ВИЭ на территории области.

Результаты многоплановых исследований по ВИЭ – от анализа состояния использования и концептуальных посылок до технико-экономических оценок и конструкторско-технологических разработок при системном взгляде – были представлены в докладе, сделанном от имени трех учреждений СО РАН: Института катализа, Института теплофизики и ИСЭМ, – на Всероссийской конференции по экономическому развитию Сибири в 1993 г., в Новосибирске [490].

В дальнейшем методический аппарат по обоснованию применения ВИЭ в рамках работ по энергоснабжению изолированных потребителей был расширен и дополнен под руководством С.П. Попова финансово-экономическими моделями для оценки коммерческой и бюджетной привлекательности проектов (подробно описание модели см. разд. 4.13) [491, 492]. Это позволило сформировать перечень перспективных мест размещения ВИЭ на территории Иркутской области с указанием рациональных типов энергоисточников и оценить финасово-экономическую эффективность их сооружения.

В 1995–1997 гг. по контрактам с фирмой «*Atkins International Ltd*» сотрудниками сектора природоохранного энергоснабжения зоны Байкала была выполнена значительная часть проекта «Экологически чистое энергоснабжение региона озера Байкал» в рамках программ с «ТАСИС», где участвовали 27 сотрудников из нескольких отделов ИСЭМ. В двух блоках этого проекта – по энергоснабжению Приольхонья и Южного Прибайкалья – приведены расчеты и рекомендации по использованию солнечного излучения, ветра, рек и древесины [493]. Эта работа свидетельствует о международном

признании авторитета ИСЭМ при оценке перспектив использования ВИЭ в рамках региональных энергетических программ.

Исследования по древесному топливу, начатые по просьбе Института географии СО РАН как чисто ресурсные в рамках Иркутской области [494], также вызвали внешний интерес и прошли полный цикл – до технико-экономических оценок с получением обобщенных зависимостей для определения зон эффективности и сопоставления этого вида топлива с другими видами энергоресурсов по показателям экологической опасности продуктов сжигания. О комплексности и завершенности исследований ИСЭМ в этом направлении свидетельствуют публикации в центральных журналах географического [495, 496], лесохозяйственного [497, 498], энергетического академического [499] и производственного [500] профиля.

Итогом почти десятилетних информационных изысканий, анализа и интерпретации исходных данных с приведением к виду, пригодному для непосредственного использования в энергетических расчетах, стал выпуск «Атласа распределения возобновляемых природных энергоресурсов в Прибайкалье» [501]. В нем представлены 11 цветных тематических карт, в том числе с гидроэнергетическими показателями во внутригодовой динамике 300 створов, которые подтверждают рациональность сооружения малых ГЭС, и приведены расчеты выработки электроэнергии ветроагрегатами разных типов в 74 пунктах.

Пока велась работа над этим Атласом, Главная геофизическая обсерватория им. А.И. Воейкова (ГГО) выпустила не имеющий аналогов, уникальный материал «Атласы ветрового и солнечного климатов СССР» (СПб, 1997, 173 с.), где, насколько известно, впервые, в виде карт, кроме метеорологических характеристик, представлены и энергетические показатели – выработка солнечных электро- и теплогенераторов. В Атласе ИСЭМ СО РАН [501] методические и информационно-аналитические разработки ГГО продолжены и развиты – это сочетание количественных технических показателей в непрерывном (карты, графики) и точечном виде. Этот Атлас и в методическом, и в информационном плане был подготовлен для сопровождения соответствующих энергопрограмм разного уровня.

Содержание и форма подачи информации в Атласе и через десять лет после его выхода не потеряла своей актуальности. Они отрабатывались в течение нескольких лет и представлены в трех источниках: [494], [502] и отчет по проекту ТАСИС «Повышение эффективности энергопотребления в Бурятии», выполненный сотрудниками лаборатории энерго-экологического мониторинга совместно с Энергетическим центром ЕС Бурятии и Восточно-Сибирским государственным технологическим университетом (г.Улан-Удэ).

Существенному продвижению в методическом направлении способствовало выполнение сотрудниками лаборатории энерго-экологического мониторинга тематических работ по государственным контрактам с Министерством энергетики РФ. Так, 2002 г. по госконтракту с Минтопэнерго РФ разработаны технико-экономические предложения по использованию солнечной энергии в условиях Сибири и Дальнего Востока, в которых на основе ранее выполненных методических разработок информационно-аналитического и технико-экономического характера приведены:

– солнечно-энергетические показатели для условий 38 географических пунктов восточной части России;

– технологические и технико-экономические показатели разных режимов использования солнечного излучения для тепло- и электроснабжения при наложении неравномерных внутригодовых графиков энергопотребления и солнечной активности;

– номограммы для определения условий экономической целесообразности и финансово-экономической эффективности сооружения систем солнечного теплоснабжения и фотоэлектрических установок;

– экологическая составляющая в оценке перспективности энергетического использования солнечного излучения.

Разработана методика сопоставительной оценки экономического ущерба природной среде от топливосжигающих установок и солнечных энергогенераторов [503].

В 2000-е годы интерес к проблеме ВИЭ возрос. Этими вопросами занимались организации различного профиля: Институт энергетической стратегии, Научно-исследовательский институт энергетических сооружений, Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства, Карельский, Кольский и Коми НЦ РАН, МЭИ, Новосибирский ГТУ, Центральный аэрогидродинамический институт, НИЦ «Атмограф», ЗАО «СибКОТЭС» и др. [например, 502–515]. Цитируемые работы посвящены широкому спектру вопросов: начиная с методических проработок, уточнения различных категорий потенциала возобновляемых природных энергоресурсов до конкретных проектов и рекомендаций по рациональному их использованию на различных территориях.

Разработанный в ИСЭМ методический подход по обоснованию применения ВИЭ на различных территориях (И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова) неоднократно усовершенствовался и использовался впоследствии при разработке соответствующих разделов региональных энергетических программ Магаданской области (1996, 2006), Республики Бурятия (2003), Хабаровского края (2004), Сахалинской области (2007), Чукотского АО (2008), Республики Саха (Якутия) (2009) [516–518].

В 2008 г. сотрудники лаборатории энерго-экологического мониторинга по госконтракту с Федеральным агентством по энергетике принимали участие в разработке проекта по формированию замкнутого энергетического комплекса Курильских островов за счет использования альтернативных источников электро- и теплоснабжения. В научной работе приведены финансово-экономические оценки сооружения ВЭС, модернизации Менделеевской и расширения Океанской ГеоТЭС с технико-экономическим обоснованием различных схем теплоснабжения, в том числе с использованием тепловых насосов, в зависимости от температуры теплоносителя и месторасположения потребителей.

Многолетние исследования по данному направлению позволили оценить приоритетность использования возобновляемых природных энергоресурсов, рациональные масштабы применения ВИЭ различных типов на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока на перспективу до 2030 г. и сформировать перечень мер для их реализации. Полученные результаты опубликованы в различных изданиях [519–521] и многократно обсуждались на всероссийских и международных конференциях [522–526].

Начиная с середины 1990-х годов, параллельно в отделе научно-технического прогресса в энергетике ИСЭМ разрабатываются методические основы моделирования функционирования ВИЭ как инновационной технологии во взаимосвязи с другими энергоисточниками и системами, а также с окружающей средой на основе системного подхода, рассматривающего объекты в единстве, развитии и целостности. В перечень решаемых задач входят:

– оценка потенциала возобновляемых природных ресурсов;

– синтез схем энергосистем, включающих ВИЭ;

– расчет выработки, потребления и аккумулирования энергии в разных режимах;

– выбор экономических, экологических и других критериев и сравнение по этим критериям альтернативных вариантов энергоснабжения;

– определение оптимальных или рациональных вариантов;

– ранжирование новых технологий по эффективности и выработка рекомендаций о приоритетах научно-технической политики;

– оценка внешних эффектов и разработка рыночных мер по стимулированию внедрения ВИЭ.

Признанием авторитета Института в данной области исследований следует считать одобрительные отзывы о докладе, прочитанном на научной сессии Президиума Сибирского отделения РАН в 2005 г. [527], и поручение Минтопэнерго в 2007 г. сделать замечания к первой редакции ведомственного стандарта «Ветроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования».

4.12.2. Концептуальные положения и критерии оценки эффективности использования ВИЭ

Формулировки, впервые представленные в [490] как общее мнение ряда институтов СО РАН, затем обоснованные и систематизированные в [528], приводятся ниже (в сжатом виде и несколько дополненные).

1. Общая целесообразность и рациональные масштабы использования ВИЭ определяются сочетанием конкретных разномасштабных факторов:

– плотность, или природный потенциал ВИЭ, определяемый чисто физическими территориальными особенностями, включая точечные (например, наличие удобного створа);

– возможности централизованного или автономного энергоснабжения от традиционных источников, присоединения к энергосистемам, доставки топлива;

– техническая реализуемость, степень подготовленности и экономичность использования имеющихся видов возобновляемых ресурсов;

– экологические ограничения на сжигание топлива, строительство ЛЭП, трубопроводов, железных дорог и использование конкретных видов ВИЭ.

В этой связи целесообразно давать оценки последовательно на четырех уровнях (составлять четыре кадастра) – это располагаемый природный потенциал возобновляемых природных энергоресурсов, технически извлекаемый потенциал, при соблюдении экологических ограничений, экономически целесообразный и свободный (незадействованный) потенциалы.

Практика расчетов энергоснабжения автономных объектов, где приходится соотносить графики потребления энергии и ее генерации с использованием ВИЭ, свидетельствует о целесообразности введения еще одного потенциала – потребляемого востребованного потенциал, представляющего собой долю извлекаемой энергии (технического потенциала), которую целесообразно использовать в конкретных условиях.

2. В условиях России на видимую перспективу (до 2015–2020 гг.) ВИЭ вряд ли обеспечат более 5 % энергопотребления, хотя технический и, вероятно, экономический потенциалы представляют более широкие возможности. В этом плане ВИЭ следует рассматривать не как альтернативу традиционному энергоснабжению, а как один из путей его совершенствования.

3. Актуальность практического внимания к ВИЭ на рубеже веков в нашей стране достигла некоторого переломного уровня, что связано со следующими факторами:

– повышением хозяйственной самостоятельности потребителей энергии, их естественным стремлением к самообеспечению, к энергетической независимости;

– существенным уменьшением централизованного финансирования, необходимого для сооружения крупных капиталоемких энергетических объектов с длительным сроком строительства;

– ужесточением экологических ограничений при строительстве новых и эксплуатации существующих энергетических объектов;

– нецелесообразностью дальнейшей централизации энергоснабжения при практической невозможности обеспечить его достаточную надежность, качество и управляемость;

– повышением требуемого уровня комфортности быта и производства;

– отработкой не только принципиальных физико-технических, но и технологических и конструктивных решений по использованию различных видов ВИЭ, появлением новых материалов, возможностей конверсии оборонных отраслей промышленности, развитием международного сотрудничества и др.

4. Среди негативных факторов и тенденций, к концу 1990-х годов затормозивших явно наметившийся рост использования ВИЭ, следует отметить:

– общий спад производства и, как следствие, общее превышение возможностей генерации энергии существующими источниками над ее потреблением; при этом локальные дефициты энергии сохранились и даже увеличились;

– отсутствие возможности инвестирования в отраслях экономики страны, что препятствует развитию новых технологий и производств, у которых не накоплены основные фонды;

– ликвидация системы стратегического и текущего планирования, сдерживающая инициативу мелких собственников, первых потенциальных потребителей ВИЭ, из-за риска потерять вложения;

– нарастающая кризисная ситуация в системе отечественной рекреации, сокращение потока отдыхающих и туристов на местных базах (для которых ВИЭ представляют первейший интерес) в связи с их переориентацией за рубеж;

– фактическое замораживание ранее намеченных, принятых, но не начатых программ развития ВИЭ, в том числе выпуска основного генерирующего оборудования с учетом местных условий и специфики.

5. Использование ВИЭ носит многоцелевой характер. Во всех случаях оно является одним из направлений сбережения топливных ресурсов. ВИЭ могут служить базовым или даже единственным источником энергоснабжения автономных потребителей (например, малые ГЭС при зимнем стоке, заведомо обеспечивающем энергопотребление; древесное топливо; сочетание двух видов ВИЭ) и работать в составе энергосистемы, в том числе как концевые источники на радиальных ЛЭП – для повышения экономичности и надежности энергоснабжения узлов, а также энергетической независимости потребителей. При работе генераторов на ВИЭ в составе энергосистемы (ЭС) местное аккумулирование энергии специально не нужно, однако появляются дополнительные затраты на сопряжение с ЭС.

6. Солнечный подогрев воды может оказаться целесообразным не только при местном, но и при централизованном теплоснабжении в летний период. Во втором случае это солнечная вставка как предварительная ступень подогрева подпиточной воды на ТЭЦ или в котельных, в открытых системах, либо полный нагрев воды непосредственно у потребителей. Последний вариант позволяет на летнее время выводить из эксплуатации и источники централизованного теплоснабжения, и тепловые сети без прекращения подачи горячей воды.

7. Если график генерации энергии традиционными источниками, включая ГЭС с водохранилищами, задается графиком энергопотребления, то мощность, выдаваемая ВИЭ, определяется интенсивностью проявления ресурса. При циклической и стохастической неравномерности этого проявления соотношение даже сглаженных максимальных и минимальных значений плотности ресурса (прежде всего – ветра) может значительно превышать один порядок, не совпадая по частоте и фазе с графиком потребления энергии. Поэтому номинальная мощность ВИЭ выбирается для некоторого усредненного значения, и в периоды максимума выработка энергии может превышать потребление.

Базовым параметром, первичным критерием эффективности варианта энергоснабжения и выбора расчетной мощности N ВИЭ должна служить продолжительность полезного использования, т.е. потребления N:

$$T = \frac{W_1 - \Delta W_1}{N},$$

где W_1 и ΔW_1 – соответственно, вырабатываемая энергия и ее невостребованная, «выплеснутая» часть.

8. Коэффициент полезного действия как соотношение генерируемой (вторичной, преобразованной) и первичной (использованной) энергии для ВИЭ не является столь однозначным показателем их эффективности, как у традиционных энергогенераторов, поскольку располагаемый ресурс ВИЭ обычно может приниматься неограниченным.

Очевидно, что повышение КПД установок на ВИЭ с применением более совершенных технологий, материалов и системных решений имеет основной целью не экономию ресурсов ВИЭ и не уменьшение габаритов, а снижение расчетных затрат, в том числе в части их инвестиционной составляющей.

4.12.3. Методический подход по обоснованию применения ВИЭ при разработке региональных энергетических программ

Общая схема проведения исследований по оценке экономической эффективности применения ВИЭ при разработке региональных энергетических программ включает в себе четыре основных этапа (рис. 4.59).

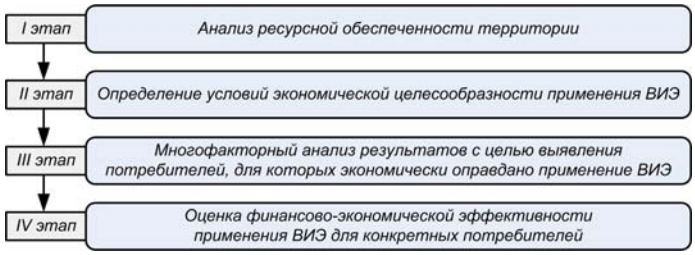


Рис. 4.59. Схема исследований по оценке экономической эффективности применения ВИЭ.

На *первом этапе* исследований на основе анализа параметров плотности солнечного излучения, гидрологических характеристик рек, вероятностей различных скоростей ветра оценивается возможность применения на данной территории различных типов ВИЭ.

На *втором этапе* для определения условий целесообразности применения ВИЭ проводятся многовариантные расчеты на имитационных моделях для нахождения граничных значений капиталовложений в ВИЭ при различных ценах топлива у потребителя (подробно описание модели см. разд. 4.13). На основе полученных значений строятся линии равноэкономичности двух альтернативных схем, которые делят область изменения исходных параметров на зоны целесообразного применения той или иной схемы [488, 489, 491]. Данные номограммы позволяют определить диапазон стоимостных показателей (удельной стоимости ВИЭ и цены топлива для энергоисточника на органическом топливе), в котором целесообразно применение возобновляемых источников энергии.

В качестве примера на рис. 4.60 приведены результаты исследований по определению условий целесообразности сооружения ветроэлектрической станции (ВЭС) в дополнение к существующей дизельной электростанции (ДЭС). При цене дизельного топлива 800–900 долл./т сооружение ВЭС экономически целесообразно при удельных капиталовложениях в них не выше 1,2–4 тыс. дол./кВт в зависимости от коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) ВЭС, который определяется исходя из показателей ветропотенциала.

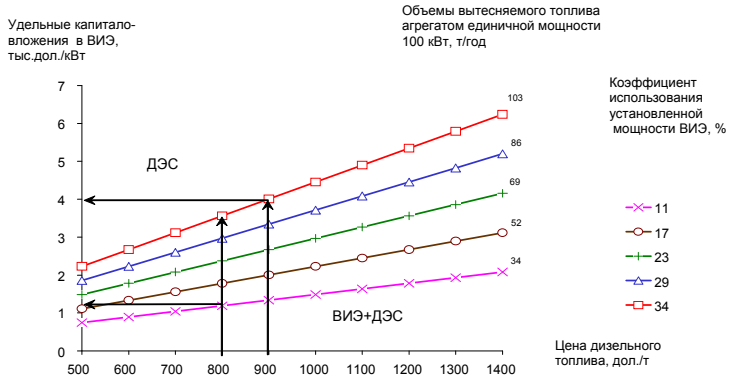


Рис. 4.60. Зоны целесообразного применения ветроэнергетических установок.

На рис. 4.61 приведены результаты подобных укрупненных исследований на производственно-финансовой модели [492] целесообразности применения систем солнечного теплоснабжения (ССТ) для наилучших значений гелиопотенциала в азиатской части России. При современной цене угля у потребителей 40–50 долл./т у.т. проекты сооружения ССТ могут быть экономически привлекательны только при удельных капиталовложениях ниже 100 дол./м^2.

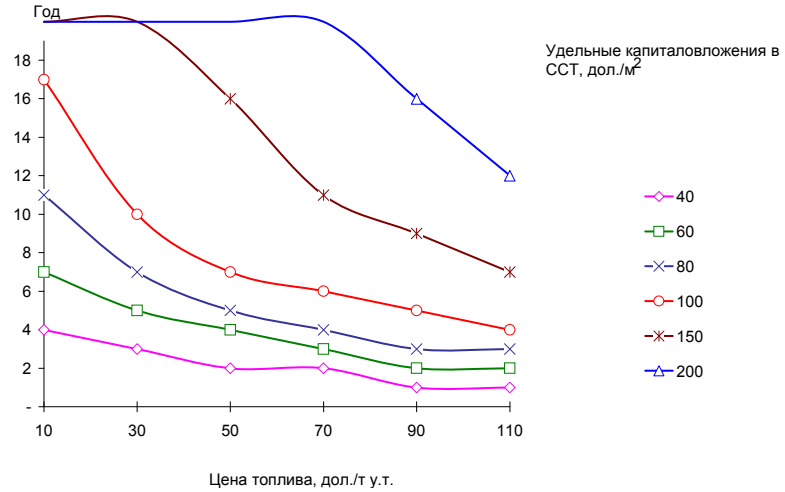


Рис. 4.61. Зависимость срока окупаемости проектов сооружения систем солнечного теплоснабжения от цены вытесняемого топлива.

Результаты многолетних исследований для восточных регионов позволили определить граничные значения удельных капиталовложений в возобновляемые источники энергии различных типов для достижения экономической эффективности проектов их сооружения с учетом транспортировки и строительно-монтажных работ.

Наиболее конкурентоспособными из возобновляемых источников энергии в современных экономических условиях на востоке России являются ветроэнергетические установки и малые ГЭС. Для достижения экономической эффективности гелиоприемников необходима государственная поддержка в виде субсидий производителям оборудования, либо существенное снижение удельных капиталовложений: для ССТ – в 3–4 раза, для ФЭП – в 10 раз [521, 527].

Третий этап исследований включает в себя многофакторный анализ совокупности технико-экономических показателей систем энергоснабжения, графиков производства энергии ВИЭ и потребления, условий целесообразности применения ВИЭ с целью выявления потребителей, для которых экономически оправданно использование таких энергоисточников. Детальная схема проведения исследований на этом этапе на примере обоснования применения ветроэнергетических установок (ВЭУ) показана на рис. 4.62.

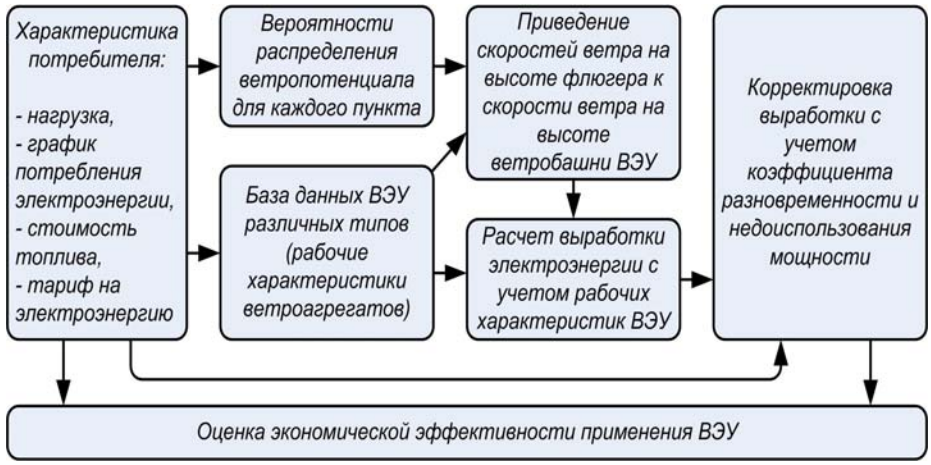


Рис. 4.62. Схема проведения исследований по оценке экономической эффективности применения ветроэнергетических установок.

На *четвертом этапе* оценивается финансово-экономическая эффективность альтернативных схем энергоснабжения, в том числе с применением ВИЭ, для потребителей, выбранных по результатам анализа предыдущего этапа. Для этого рассчитываются показатели коммерческой или бюджетной эффективности: рентабельность, сроки окупаемости конкретных проектов, кумулятивные дисконтированные затраты [489, 492].В качестве иллюстрации результатов исследований на рис. 4.63 приведены кумулятивные затраты на электроснабжение с. Хоэ Сахалинской области для альтернативных вариантов: дизельной электростанции и проектов сооружения МГЭС и ВЭУ мощностью 500 кВт в дополнение к существующей ДЭС в этом населенном пункте. Наиболее эффективным вариантом электроснабжения является строительство МГЭС, поскольку это позволит сократить затраты на энергоснабжение и тем самым себестоимость производства электроэнергии, почти в 3 раза.

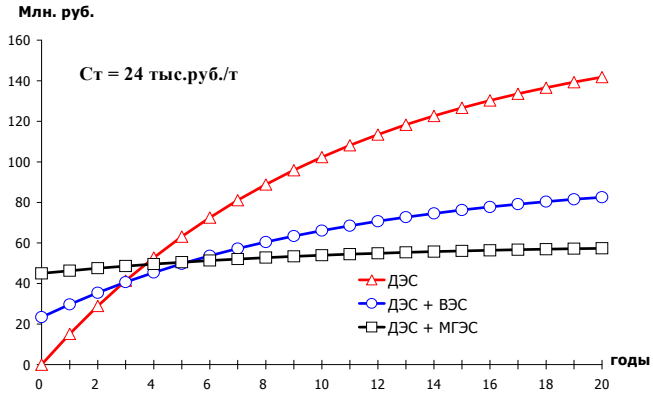


Рис. 4.63. Кумулятивные затраты из бюджета для различных вариантов электроснабжения.

4.12.4. Учет ВИЭ при моделировании систем энергетики на различных территориальных уровнях

Разработанные в отделе научно-технического прогресса в энергетике ИСЭМ СО РАН методы исследования энергосистем с ВИЭ предполагают последовательное и взаимосвязанное рассмотрение систем на трех уровнях – глобальном, региональном и локальном.

Глобальный уровень. Методический подход, использованный в ИСЭМ СО РАН, является продолжением и развитием исследований, проведенных Международным институтом прикладного системного анализа, Межправительственной группой экспертов по изменению климата и рядом других организаций. Моделирование ВИЭ на фоне развития мировой энергетики сводится к расчету оптимальной структуры энергетических технологий, в том числе ВИЭ разных типов, рассматриваемых регионов и мира в целом при заданных сценариях внешних условий развития энергетики. Для решения этой задачи в ИСЭМ СО РАН разработана оригинальная математическая модель мировой энергетики – Глобальная энергетической модель GEM [51, 52, 529–535] (подробнее – см. разд. 4.2), которая по сравнению с известными моделями обладает рядом преимуществ, в том числе благодаря более подробному описанию ВИЭ.

В зависимости от накладываемых ограничений (темпы роста энергопотребления, запасы невозобновляемых и потенциал возобновляемых энергоресурсов, экологические ограничения, ограничения на темпы и масштабы ввода отдельных технологий и др.) определяются оптимальные масштабы развития ВИЭ разных типов. Строительство ВИЭ приводит к вытеснению из энергетического баланса энергоисточников на органическом топливе, в связи с чем изменяются:

– затраты на развитие энергетики;

– темпы добычи и расходования органического топлива;

– выбросы вредных веществ в окружающую среду.

Региональные особенности природного потенциала возобновляемых энергоресурсов учитываются с помощью его разделения на стоимостные категории (например, по среднегодовой скорости ветра или интенсивности потока солнечного излучения). При этом для каждой стоимостной категории ресурсов предварительно определяются оптимальные характеристики соответствующих установок.

Стохастичность выработки энергии учитывается введением дополнительных затрат на аккумулирование энергии и поправочных коэффициентов, характеризующих степень участия ВИЭ со стохастическим режимом работы в балансах мощности.

С помощью модели GEM исследованы различные сценарии развития мировой энергетики и оценена возможная роль ВИЭ в решении глобальных энергетических и экологических проблем. В том числе рассматривались специально сформированные сценарии для оценки допустимых, оптимальных или рациональных (с учетом разных критериев и ограничений) масштабов развития отдельных технологий ВИЭ:

– глобальных космических систем с фотоэлектрическим преобразованием энергии и передачей ее на Землю с помощью СВЧ-излучения [529–531];

– ветроэлектрических станций [49];

– космических и наземных солнечных электростанций [533];

– ГЭС, геотермальных ТЭС, электростанций на биомассе и др. [51, 52, 535].

На основе результатов исследований показано, что использование ВИЭ является важным способом решения глобальных экологических проблем. Масштабы развития ВИЭ будут зависеть от ограничений на эмиссию тепличных газов и развитие ядерной энергетики. Экономически более эффективным является использование дешевых категорий гидравлической и ветровой энергии, а также биомассы.

Региональный уровень. На региональном уровне допускается, с одной стороны, упрощение постановки задачи – рассмотрение незамкнутой системы (отдельный регион или группа регионов, а не мир в целом), с другой – требуется детальное описание технологий ВИЭ. В связи с этим в модели GEM подробно описываются характеристики рассматриваемых регионов (остальные представляются внешними связями), а потребности в энергии и энергические технологии разделяются на две группы – централизованные и децентрализованные [54]. Централизованные потребности по-прежнему обеспечиваются энергией от крупных установок. Децентрализованные потребители снабжаются энергией от энергосистем, описываемых в модели GEM как агрегированные технологии. Показатели этих технологий (оптимальное сочетание энергоустановок разных типов) предварительно определяются решением задачи на локальном уровне.

Такой подход позволяет учесть вклад в энергобаланс не только самых эффективных технологий (которые при решении оптимизационной задачи могли бы вытеснить все остальные), но и других, использование которых в определенных масштабах также является целесообразным.

Согласно результатам проведенных исследований, в России, в автономных децентрализованных энергосистемах, экономически эффективно (при благоприятных для ВИЭ условиях) строительство малых ГЭС, электростанций и мини-ТЭЦ на биомассе, ветроэнергетических установок, электростанций и мини-ТЭЦ на водороде, а также систем солнечного тепло- и электроснабжения (в южных районах страны).

Локальный уровень. На локальном уровне рассматривается конкретный пункт с известными климатическими и метеорологическими характеристиками и заданной потребностью в конечной энергии (как правило, электрической и тепловой). Требуется оценить конкурентоспособность ВИЭ с традиционными энергоисточниками, выбрать их тип и установленную мощность [58, 499, 528, 536-555].

Конкурентоспособность энергетических технологий определяется экономической эффективностью инвестиционных проектов создания и эксплуатации соответствующих установок с учетом технических, ресурсных, экологических и др. ограничений. Как известно, критерием эффективности инвестиционного проекта является чистый дискон-

тированный доход. При сравнении вариантов энергоснабжения, обеспечивающих одинаковый отпуск энергии, эквивалентными ему критериями являются суммарные дисконтированные затраты или стоимость энергии (удельные затраты), т.е. минимальная цена, обеспечивающая эффективность проекта [536, 542].

Предварительный анализ целесообразности применения энергоустановок небольшой мощности в составе крупной энергосистемы можно проводить по величине стоимости вырабатываемой ими энергии [543, 545]. Если она ниже цены энергии в системе (для установки, работающей в стохастическом режиме – топливной составляющей цены энергии дублирующего энергоисточника), то строительство установки может оказаться целесообразным.

На основе критерия стоимости энергии исследована эффективность технологий использования возобновляемых энергоресурсов: газогенераторных электростанций на древесном топливе, малых ГЭС, ветроэлектрических станций, солнечных (фотоэлектрических) электростанций и систем солнечного теплоснабжения. В качестве альтернативных энергоисточников рассматривались дизельные и газодизельные электростанции, котельные на угле и мазуте. Расчеты проводились для разных регионов России, групп потребителей и сценариев изменения цены топлива конкурирующих энергоисточников.

Выполненные расчеты показали, что в децентрализованных системах энергоснабжения применение возобновляемых источников энергии может оказаться экономически эффективным для значительного числа рассмотренных вариантов. В большинстве вариантов наиболее эффективными энергоисточниками на базе ВИЭ оказались малые ГЭС, газогенераторные электростанции на биомассе (древесном топливе) и ветроэнергетические установки.

В тех же случаях, когда мощность ВИЭ не может считаться малой по сравнению с мощностью энергосистемы (небольшие потребители, не имеющие связи с централизованной системой энергоснабжения), строительство новой установки уже нельзя рассматривать как малое возмущение. Оно приводит к системным эффектам – изменению структуры и режимов работы всех имеющихся энергоисточников. Поэтому в данном случае метод попарного сопоставления технологий по критерию минимума стоимости производимой энергии оказывается неприменимым. Например, оптимальная установленная мощность ВЭУ в ветродизельной системе для электроснабжения изолированного потребителя оказывается больше, чем минимум нагрузки. Поэтому в определенные моменты времени (в зависимости от случайных изменений скорости ветра и нагрузки) часть производимой электроэнергии оказывается избыточной.

Для учета указанных обстоятельств разработаны аналитические методы вероятностного расчета ВИЭ, в частности ветроэнергетических установок [537–541]. Выработка энергии вычисляется с учетом функций распределения вероятностей скорости ветра и нагрузки, а также алгоритма работы дублирующего энергоисточника. Показано, что экономически оптимальная мощность ВЭУ на 20–40 % превышает максимум нагрузки. Использование «избыточной» энергии на теплоснабжение позволяет дополнительно повысить эффективность ВЭУ и расширить область их применимости [537, 546–548].

Вероятностные методы позволяют также оценить величину установленной мощности традиционных энергоисточников, которые вытесняются при введении в систему 1 кВт ВИЭ со стохастическим режимом работы. Для ВЭУ эта величина составляет около 0,6 кВт [540, 544].

«Избыточную» мощность ВИЭ можно направить не только на выработку тепла, но и в аккумулятор или на производство вторичного энергоносителя (водорода). В свою очередь, водород может накапливаться в ресивере или потребляться электрохимическим генератором (ЭХГ), производящим электрическую и тепловую энергию. Если же выработки ВЭУ в данный момент времени недостаточно, то этот недостаток восполняет аккумулятор, дизельная электростанция или ЭХГ.

В связи с этим оценка экономической эффективности технологий распределенной генерации на основе ВИЭ требует оптимизации структуры системы и режимов работы всех ее элементов в динамике.

Для решения этой задачи разработана модель энергосистемы с возобновляемыми источниками энергии REM (Renewable Energy Model) [58]. Моделирование энергосистемы сведено к решению задачи математического программирования: ищется минимум суммы дисконтированных затрат при ограничениях на установленные мощности и выработку отдельных энергоисточников, емкость аккумулятора, надежность и т.п. Задача решается в два этапа: а) оптимизация режима работы; б) оптимизация структуры. Скорость ветра и интенсивность солнечного излучения моделируются в виде случайных процессов.

Для иллюстрации полученных результатов на рис. 4.64 [537] показаны зоны эффективности энерготехнологий, т.е. оптимальная структура системы (включающей ДЭС, ВЭУ, электролизер, ресивер и топливные элементы (ТЭ) на водороде) в зависимости от цены дизельного топлива и средней скорости ветра. При малых скоростях ветра и дешевом топливе для электроснабжения потребителей целесообразно использовать только одну ДЭС. С увеличением цены топлива и скорости ветра более экономичной оказывается сначала ветродизельная система, затем ВЭУ с водородной системой.

В последнем случае, как показывают результаты оптимизации, ДЭС из системы исключается, ВЭУ играет роль базисного источника энергии, ТЭ – пикового. Экономичность применения ВЭУ и ТЭ при нагрузке 1000 кВт достигается при меньших скоростях ветра и ценах дизельного топлива, чем для нагрузки 50 кВт, вследствие лучших удельных показателей более крупных энергоисточников. При нагрузке 1000 кВт в рассмотренной области параметров применение одной только ДЭС оказывается нецелесообразным.

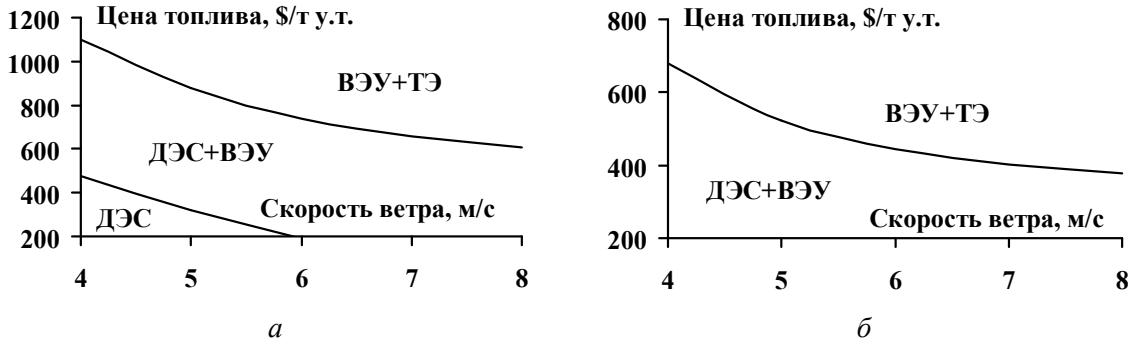
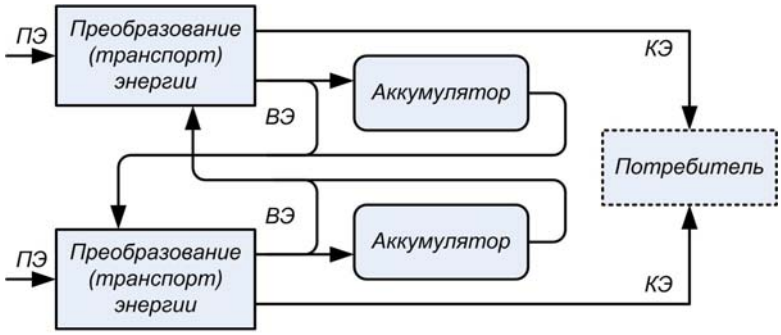


Рис. 4.64. Зоны эффективности технологий при нагрузке 50 кВт *(а)* и 1000 кВт (*б*).

В настоящее время разработана новая версия модели – REM-2. В отличие от известных моделей, в том числе одной из наиболее популярных в мире моделей для расчета систем с ВИЭ – Homer, разработанной в США (National Renewable Energy Laboratory), модель REM-2 позволяет рассматривать системы с произвольным количеством ресурсов, технологий их преобразования и схем соединения элементов.

Рассматриваемая система включает энергоустановки (технологии) двух типов: а) преобразования (транспорта) энергии и б) аккумулирования энергии (энергоносителей). В установках преобразования первичная и вторичная энергия преобразуются в конечную энергию и/или во вторичную энергию другого вида; в аккумуляторах происходит накопление вторичной энергии для ее последующего использования (рис. 4.65).



Примечание – ПЭ – первичные энергоресурсы, ВЭ – вторичные энергоносители, КЭ – конечная энергия

Рис. 4.65. Схема потоков энергии в энергосистеме.

4.12.5. Методы стимулирования внедрения ВИЭ

Модель REM-2 позволяет исследовать сложные схемы энергосистем с ВИЭ, в которых одновременно производятся, аккумулируются и потребляются разные виды энергии (электроэнергия, водород, синтез-газ и др.).

Описанные выше методы позволяют оценить эффективность ВИЭ по единому экономическому критерию с учетом ряда ограничений. Однако целесообразность строительства ВИЭ с точки зрения общества еще не означает, что в условиях рынка инвестору будет выгодно вкладывать в них средства.

Целесообразность применения ВИЭ (с точки зрения общества) обусловлена не только их экономической, но также и экологической эффективностью. Заменяя традиционные энергоисточники, ВИЭ уменьшают количество сжигаемого органического топлива и тем самым выбросы вредных веществ в окружающую среду. По отношению к рынку выбросы являются «внешними эффектами», поскольку соответствующий экологический ущерб несут не столько участники рынка (продавцы и покупатели), сколько другие, не участвующие в рынке субъекты. Для повышения эффективности электроэнергетики рынок должен предусматривать механизмы, переводящие «внешние эффекты» в экономические показатели участников рынка и побуждающие их действовать в интересах общества.

В ряде стран применяются различные экономические механизмы (налоги, субсидии, фиксированные тарифы, рынки «зеленых» сертификатов и др.) для стимулирования развития ВИЭ в рыночных условиях. Обсуждение достоинств и недостатков этих механизмов показывает, что мнения экспертов зачастую оказываются мало согласованными и достаточно определенных выводов о целесообразности выбора того или иного конкретного механизма еще пока не сделано.

Разработка правил функционирования рынка и методов его регулирования с учетом как особенностей электроэнергетики в целом, так и специфических свойств электроэнергетических систем представляет собой весьма сложную задачу, которая в

настоящее время еще окончательно не решена. Известные теоретические модели [556–558] описывают лишь отдельные аспекты функционирования рыночных механизмов. Влияние различных методов регулирования рынка на его эффективность (с точки зрения общества) пока еще исследовано недостаточно.

В связи с этим в ИСЭМ СО РАН разработана модель рынка электроэнергии, в том числе с участием ВИЭ, позволяющая исследовать рыночное равновесие, сравнивать его с оптимальным решением, оценивать влияние факторов, снижающих эффективность рынка, и моделировать меры, направленные на смещение рыночного равновесия в сторону максимума общественной эффективности [559–568].

Модель основана на описании и моделировании действий субъектов рынка. В модели рассматриваются три периода времени: долго-, средне- и краткосрочный. В долгосрочном периоде (годы) инвесторы определяют установленную мощность электростанций, проводя анализ эффективности соответствующих инвестиционных проектов. В среднесрочном периоде (месяцы) потребители оптимизируют свое электропотребление с учетом ценовой ситуации на рынке. В краткосрочном периоде (текущее состояние рынка) системный оператор обеспечивает равенство объемов производства и потребления электроэнергии, ограничивая электропотребление, если в этом возникает необходимость.

Во всех случаях каждый участник рынка действует таким образом, чтобы максимизировать свой собственный экономический эффект с учетом правил, установленных на рынке. Указанные действия субъектов рынка формализованы в виде уравнений и алгоритмов. Кроме того, в модели учитывается государственное регулирование рынка с целью повышения его эффективности.

Применение этой модели к энергосистемам с ВИЭ показало, что при оптимальном выборе ценового ограничения переменность нагрузки и стохастический характер выработки ВИЭ, неэластичность краткосрочного спроса и резкие колебания цен не препятствуют конкурентному рынку в обеспечении экономической эффективности процессов производства и потребления электроэнергии. Однако такого регулирования (установления предельных цен) оказывается недостаточно для учета «внешних эффектов» – экологических ущербов, которые несут не участники рынка, а другие субъекты.

В качестве механизмов, переводящих «внешние эффекты» в экономические показатели участников рынка, рассмотрены налог на выбросы вредных веществ энергоисточниками на органическом топливе, субсидии ВИЭ и налог на потребителей электроэнергии. Показано, что при установлении соответствующих величин этих налогов и субсидий у участников рынка появляются стимулы для ввода оптимального (с точки зрения общества) сочетания традиционных и возобновляемых источников энергии [564, 565].

Наряду с прямым вмешательством государства в виде назначения налогов и субсидий, рассмотрен метод стимулирования развития ВИЭ, более совместимый с рыночной экономикой – рынок «зеленых» сертификатов [566, 567]. На этом рынке продавцами сертификатов являются владельцы ВИЭ, получающие сертификаты на каждую единицу произведенной электроэнергии, покупателями – потребители, законодательно обязанные приобрести определенную долю этой энергии.

В результате расчетов на модели определялись цена сертификатов, цена электроэнергии, электропотребление, установленные мощности электростанций, недоотпуск электроэнергии потребителям (вследствие неэластичности краткосрочного спроса) и экономические эффекты производителей и потребителей. На рис. 4.66 показана

зависимость цены сертификатов от доли ВИЭ ε (в суммарной выработке электроэнергии), задаваемой регулирующим органом в качестве норматива.

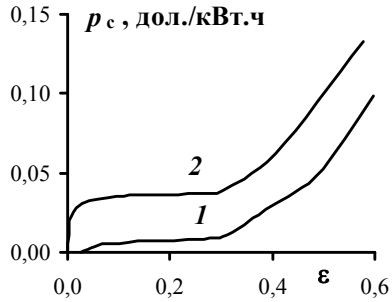


Рис. 4.66. Зависимость цены сертификатов от доли ВИЭ.

Варианты 1 и 2 соответствуют меньшим и бóльшим капиталовложениям в ВИЭ

В первом варианте (с меньшими капиталовложениями в ВИЭ) выработка с помощью ВИЭ около 3 % электроэнергии оказывается экономически эффективной даже без дополнительной поддержки рынка «зеленых сертификатов». Поэтому при $0 \le \varepsilon \le 0{,}03$ цена сертификатов в этом варианте равна нулю. С увеличением доли ε цена сертификатов в целом возрастает. Однако в обоих вариантах имеется интервал изменения ε, в котором цена сертификатов остается приблизительно постоянной. Это объясняется тем, что в двухкомпонентной системе ВИЭ играют роль базисных источников электроэнергии, а электростанции на органическом топливе – пиковых. Как только ВИЭ получают поддержку в виде дохода от продажи «зеленых сертификатов», достаточную для их строительства, дальнейшее увеличение мощности в базисной части графика нагрузки не требует дополнительных экономических стимулов до тех пор, пока мощность не возрастет настолько, что часть вырабатываемой энергии в определенные моменты времени станет избыточной. Возрастающие участки кривых соответствуют переходу ВИЭ в пиковую часть графика нагрузки.

Проведенные расчеты равновесной рыночной структуры энергосистемы и сравнение ее с оптимальным решением показали, что механизм «зеленых сертификатов» не является идеальным средством регулирования: экономический эффект оказывается меньше максимально возможного. Однако это отклонение оказалось относительно невелико, поэтому рынок «зеленых сертификатов» позволяет частично учесть внешние эффекты. Такой рынок создает инвесторам, производителям и потребителям энергии стимулы для приближения структуры энергосистемы, режимов производства и потребления энергии к оптимальным с точки зрения экономики в целом.

4.13. Исследование и обоснование рациональных направлений развития энергоснабжения северных и труднодоступных территорий

В 1960–1980-е годы значительно увеличились масштабы хозяйственной деятельности в северных регионах СССР. Это было обусловлено перемещением основных центров добывающей промышленности в эти районы на базе выявленных месторождений природных ресурсов. Крупнейшей решаемой народнохозяйственной задачей стало обеспечение страны и ее внешнеторговых партнеров топливом, энергией, цветными металлами и минералами, древесиной, рыбой и рыбопродуктами. В осуществлении этой крупной комплексной региональной программы важная роль отводилась энергетике, опережающее развитие которой на Севере, как ни в одной другой зоне страны, было одним из определяющих условий интенсивного хозяйственного освоения региона.

Стратегия освоения зоны Севера СССР была направлена на получение народнохозяйственного эффекта. Такая стратегия в силу специфики и особенностей зоны Севера оказалась неоправданной и привела к тому, что энергетика стала сдерживать развитие производительных сил. Изменение стратегии потребовало качественно новой энер-

гетической базы, сооружения долгосрочных надежных и достаточно мощных источников энергоснабжения.

Во исполнение Постановлений ГКНТ СССР № 457 от 11.09.1979 г. и №57 от 12.03.1981 г., а также распоряжения Академии наук СССР №1031-1607, учитывая важность, сложность, недостаточную методическую и научно-техническую проработку вопросов энергоснабжения потребителей северных территорий, в начале 1980-х годов был создан Координационный Совет «Энергетика Севера», председателем которого был заведующий лаборатории №14 СЭИ СО АН СССР д.т.н. Л.С. Хрилев. Совет координировал работу ряда научно-исследовательских институтов АН СССР, подразделений Госплана СССР и ГКАЭ СССР, проектных подразделений Минэнерго СССР, занимающихся проблемами развития регионов Севера. В СЭИ СО АН СССР в этот период в составе лаборатории №14 был создан сектор Севера под руководством к.э.н. С.М. Баутина.

Проблемы энерго- и топливоснабжения потребителей этих регионов в то время уже являлись предметом исследования во многих научных центрах страны: в Институте физико-технических проблем Севера (ИФТПС) Якутского НЦ СО АН СССР, в Северо-Восточном комплексном научно-исследовательском институте (СВКНИИ) ДВО АН СССР, Институте теплофизики СО АН СССР, Физико-энергетическом институте им. А.И. Лейпунского и др. Созданы отделы энергетики в Кольском и Коми научных центрах АН СССР, которые впоследствии вошли в состав соответствующих институтов: Института физико-технических проблем энергетики Севера (ИФТПЭС) и Института социально-экономических и энергетических проблем Севера (ИСЭПС).

Вопросы формирования и развития региональных топливно-энергетических комплексов, оптимизации территориальной структуры энергосистем Европейского Севера освещены в публикациях Н.А. Манова, А.А. Калининой, И.Г. Успенской, И.Р. Степанова, В.И. Зоркальцева, Б.Г. Баранника и др. [569, 570]. Результаты исследований для северо-восточных регионов страны отражены в научных трудах Е.Н. Каратыгиной, Б.Х. Краснопольского по энерго-экономическому районированию, Н.А. Петрова, Ю.Р. Дордина по развитию отраслей топливно-энергетического комплекса, Г.С. Ли по определению границ централизации электроснабжения, В.Н. Капитонова, А.Н. Симоненко, Е.М. Бурцева по проблемам теплоснабжения [570–574]. Применение атомных станций малой мощности в районах Севера и ожидаемый эффект замещения источников на органическом топливе обсуждались в работах Ю.А. Сергеева, Г.А. Шаншурова, А.П. Шадрина [570, 573, 574].

Однако большинство исследований было посвящено проблемам развития отдельных локальных энергосистем районов Севера либо отдельных энергетических отраслей. Возникала необходимость разработки комплексной взаимосогласованной стратегии развития энергетики Севера на долгосрочную перспективу. С целью выполнения такой комплексной работы предприняты две довольно крупные экспедиции по северо-восточным регионам страны под руководством С.М. Баутина в 1981 г. и 1984 г. для выявления основных проблем и различий функционирования энергетических предприятий в северных условиях, обсуждения перспектив освоения территорий и возможностей развития энергетических отраслей.

В течение 1979–1984 гг. были разработаны основные направления развития электро- и теплоснабжения районов Европейского и Азиатского Севера на период до 1990 г. и на перспективу до 2000 г. [575–577]. Головной организацией по проблеме являлся СЭИ СО АН СССР, в качестве соисполнителей выступали отделы энергетики северных региональных филиалов АН СССР и территориальные отделения институтов «ВНИПИЭнергопром» и «Энергосетьпроект». Всего в рамках исследований принимали участие 28 организаций и предприятий. Следует отметить неоценимый вклад в разработку технико-экономических докладов по энергетике северных территорий сотрудни-

ков проектных энергетических институтов Л.И. Мардера, Р.Л. Ермакова, Н.А. Грищенко, А.М. Резниковского и др.

В работах был выполнен анализ современного состояния энергетического хозяйства регионов Севера, исследованы основные направления перспективного развития электро- и теплоснабжения потребителей, даны рекомендации по рациональной структуре генерирующих источников на органическом и ядерном топливе, возобновляемых природных энергоресурсах, проведена оценка требуемых капитальных вложений, трудовых и материальных ресурсов, даны рекомендации по дальнейшим научным и проектным работам.

Некоторые выводы из технико-экономического доклада по Азиатскому Северу до сих пор не утратили своей актуальности. Так, во время работы совместно с сотрудниками Физико-энергетического института им. академика А. И. Лейпунского (г. Обнинск) при активном участии сотрудника сектора Севера А.М. Москвитина был сформирован перечень возможных мест размещения малых атомных энергоисточников, учитывая перспективность населенных пунктов с точки зрения разработки новых месторождений минерального сырья, удаленность их от топливных баз и транспортных магистралей. Некоторые из пунктов, обозначенных в те годы, рассматриваются и в настоящее время в качестве первоочередных мест размещения атомных станций малой мощности.

В 1986 г. Президиум АН СССР и ГКНТ СССР в числе важнейших тем государственного плана научных исследований по разработке Комплексной программы научно-технического прогресса выделил направление по подготовке Комплексного прогноза использования природных ресурсов и развития производительных сил зоны Севера СССР на 1991–2015 гг. Исследования академических и проектных институтов по составлению комплексного прогноза легли в основу Программы социально-экономического развития Севера на 15–20 лет, подготовленной Госкомсевера Совета Министров РСФСР. Основные результаты прогноза обобщены впоследствии в коллективной монографии, в которой раздел по формированию энергетического хозяйства, как одной из обеспечивающих отраслей, выполнен сотрудниками сектора Севера СЭИ [578].

Проведенные исследования показали, что для дальнейшего развертывания работ по развитию энергетики Севера необходимо создание единой принципиально новой методической базы и аппарата исследований, учитывающих специфику промышленно-хозяйственного освоения территории и функционирования энергетики, особенности северных регионов, их слабую освоенность, труднодоступность, практическое отсутствие транспортной и социальной инфраструктуры, квалифицированных кадров и т. д.

К концу 1980-х годов такие методические основы были сформированы с учетом задач развития энергетики Севера на различных территориальных уровнях. В СЭИ СО АН СССР совместно с Институтом теплофизики УО АН СССР, Отделом энергетики Коми НЦ АН СССР, СО «ВНИПИЭнергопром», институтом «Гидропроект» им. С.Я. Жука и Воронежским политехническим институтом были разработаны принципы, методы и модели для исследования развития энергетики Севера с учетом региональных особенностей [579]. Идейным лидером этой работы в секторе Севера СЭИ был В.И. Подкорытов.

Комплексный подход включал методические положения по прогнозированию уровней энергопотребления, разработке комплексных схем энергоснабжения энергоузлов, обоснованию рациональных уровней электрификации, оптимизации структуры источников электрической и тепловой энергии, технико-экономическому сопоставлению альтернативных энергетических объектов, методики расчета и оптимизации параметров атомных энергоисточников, определения оптимальной степени централизации электро- и теплоснабжения потребителей, оценки эффективности и масштабов применения элек-

троэнергии для целей теплоснабжения, методы и модели оптимизации развития линий электропередачи и распределительных сетей.

Основные аспекты методического подхода обсуждались на Втором Всесоюзном научно-техническом совещании «Проблемы энергетики Крайнего Севера СССР» в Кольском филиале АН СССР [580].

В качестве инструментария для оптимизации развития производственной структуры генерирующих мощностей энергосистемы региона предлагалось использовать экономико-математическую межотраслевую оптимизационную модель в условно-динамической постановке. Оптимизацию систем энергоснабжения изолированных рассредоточенных по территории потребителей предполагалось осуществлять в общей межотраслевой модели региона, разработав метод рационального агрегирования информации по всей совокупности потребителей (рис. 4.67) [581].

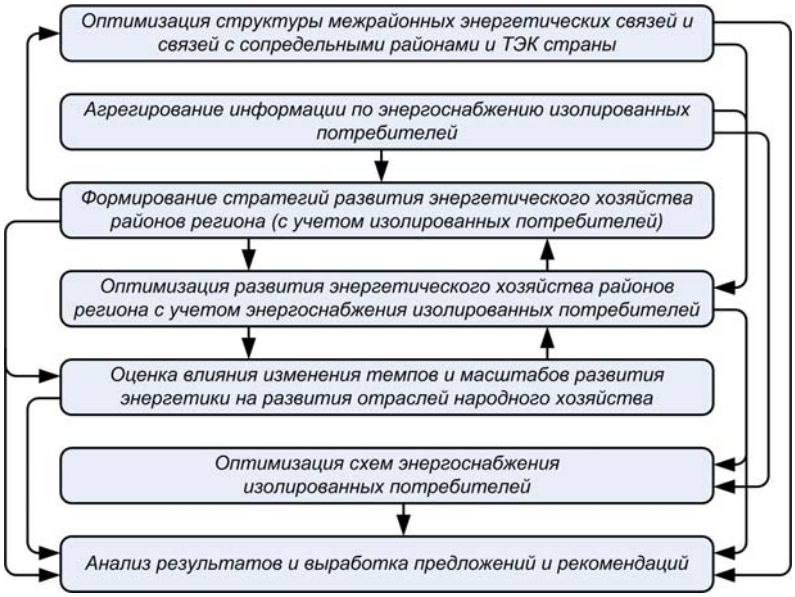


Рис. 4.67. Общая схема проведения исследований по выбору рациональной структуры энергоснабжения районов Севера.

Предлагаемый подход позволял дать рекомендации по согласованной оптимальной структуре производственных подсистем региона, рациональной степени самообеспеченности региона необходимой продукцией, оптимальной глубине переработки добываемого сырья, обоснованности увеличения объемов добычи и вовлечения в разработку новых месторождений минерально-сырьевых ресурсов. Методический подход был апробирован на оптимизационной модели в статической постановке топливно-энергетического комплекса Якутской АССР. Подобная модель, но уже в условно-динамической постановке, учитывающая развитие основных отраслей промышленности, впоследствии была разработана для Верхне-Ленского ТПК Иркутской области [582]. Результаты исследований с помощью этой модели легли в основу сформированных сектором Севера СЭИ направлений развития энергоснабжения потребителей этого комплекса на перспективу.

В тот же период коллективом сектора разрабатывались методические основы и модельный аппарат по двум важным направлениям: применение электроэнергии на цели теплоснабжения и подключение изолированных потребителей к системе централизованного электроснабжения.

4.13.1. Применение электроэнергии на цели теплоснабжения

Важной проблемой для потребителей в суровых климатических условиях северных регионов является обеспечение их тепловой энергией. Эта проблема становится еще более острой в связи дальностью и сезонной ограниченностью доставки топлива. Одно из решений этой проблемы – применение электроэнергии для целей теплоснабжения, что к тому же позволит сократить число котельных на органическом топливе и ликвидировать мелких котельных.

Для определения конкурентоспособности и обоснования эффективности применения электротеплоснабжения (ЭТС) коллективом сектора Севера в 1986 г. разработаны методика оценки экономической эффективности применения электроэнергии для целей теплоснабжения потребителей районов Азиатского Севера [583–585] и программное обеспечение на языке PL-1. Методика является универсальной и применима не только для потребителей северных регионов, но и для любых территорий, где имеются трудности с поставками топлива.

В основе методики лежит технико-экономическое сравнение вариантов по приведенным затратам по всей технологической цепочке от добычи топлива и производства электроэнергии до потребителя тепловой энергии. Рассматриваются два альтернативных варианта источников теплоснабжения – электрокотельная и котельная на органическом топливе. Схема проведения исследований представлена на рис. 4.68.

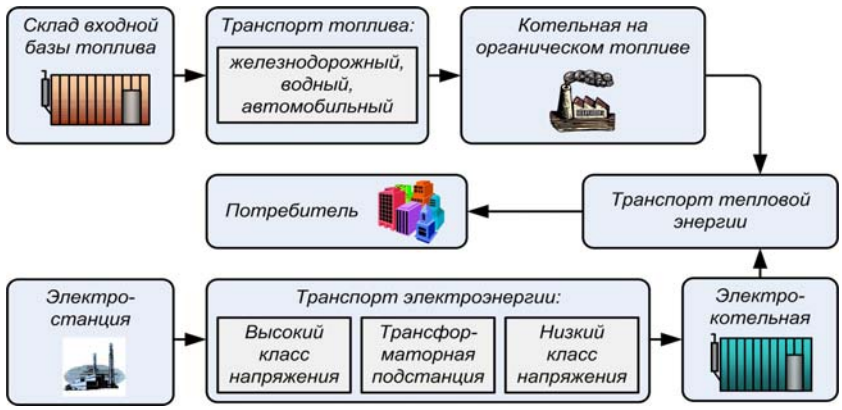


Рис. 4.68. Схема проведения исследований эффективности применения ЭТС.

Исследования и анализ результатов расчетов для всех возможных сочетаний входных параметров показали, что наиболее благоприятными для эффективного применения ЭТС являются территории, удаленные от топливных баз, приближенные к гидроэлектростанциям, расположенным вдалеке от железнодорожных магистралей, для которых характерно соотношение двух основных показателей – низкого тарифа на электроэнергию и высокой цены топлива на котельной. Так, например, район Вилюйского каскада ГЭС (Республика Саха (Якутия)), Колымской ГЭС (Магаданская область).

Разработанная методика обсуждалась на Ученом совете СЭИ СО АН СССР и на рабочем совещании института «Энергосетьпроект» (г. Москва), получив положительные отзывы и заключения экспертов. В последующие годы с применением данной методики и программы расчетов был выполнен ряд научно-исследовательских работ по оценке экономической эффективности использования для целей теплоснабжения электроэнергии от ядерных энергоисточников (1990.), для потребителей Камчатской области (1991), Шмидтовского района Магаданской области (1991) [586, 587].

В дальнейшем основные методические положения и программное обеспечение дорабатывались, дополнялись и усовершенствовались с учетом современной вычислительной техники и использовались для обоснования масштабов использования электроэнергии для целей теплоснабжения при разработке стратегий развития топливно-энергетических комплексов Иркутской области (1998), Магаданской области (2006), Республики Бурятия (2006), Чукотского автономного округа (2008), Республики Саха (Якутия) (2009).

Результаты исследований представляются в виде номограмм, разграничивающих зоны целесообразного применения того или иного варианта теплоснабжения в зависимости от входных параметров (рис. 4.69). В современных стоимостных условиях при цене угля у потребителя с учетом транспортных затрат 3 тыс. р./т вариант с электрокотельной становится конкурентоспособным с котельной на угле при тарифе на электроэнергию для электрокотельной (с учетом затрат на ее транспортировку), не превышающем 1,5–2 р./кВт·ч в зависимости от нагрузки потребителя.

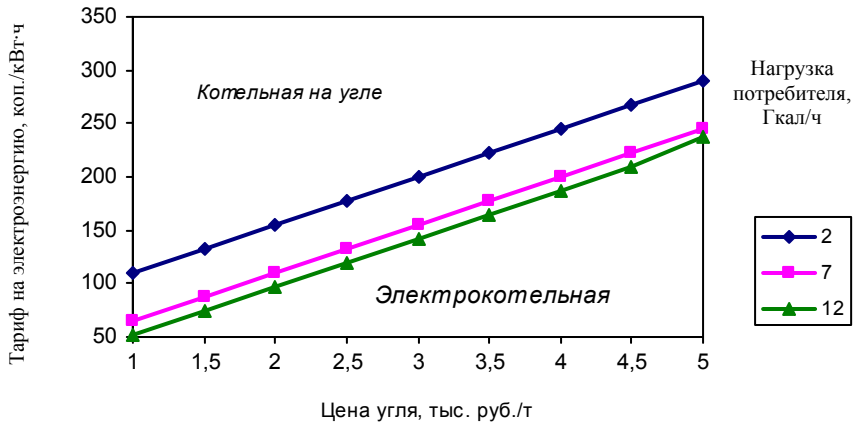


Рис. 4.69. Зоны целесообразного применения: электрокотельная и котельная на угле.

4.13.2. Подключение изолированных потребителей к системе централизованного электроснабжения

Подключение к системе централизованного электроснабжения является одним из наиболее надежных по бесперебойности и качеству вариантов обеспечения потребителей электрической энергией.

В основе методического подхода для обоснования схемы электроснабжения потребителя заложено технико-экономическое сравнение альтернативных вариантов по суммарным приведенным затратам на их реализацию при условии обеспечения равного энергетического эффекта. В качестве альтернативных вариантов рассматриваются:

– применение автономного энергоисточника;

– подключение потребителя к существующей трансформаторной подстанции магистральной ЛЭП, что предусматривает необходимость сооружения распределительной ЛЭП (класс напряжения 10/35 кВ) и концевой трансформаторной подстанции у потребителя.

Для проведения исследований по определению экономически обоснованных территориальных границ централизованного электроснабжения потребителей вокруг точек возможного подключения разработана модель, в которой для автономного энергоисточника рассчитываются приведенные затраты на его сооружение (исходя из максимума нагрузки потребителя, удельных капиталовложений и районного коэффициента удорожания строительно-монтажных работ) и функционирование с учетом цены и объемов

потребления дизельного топлива, необходимости обслуживания, проведения ремонтов и т. д.

Приведенные затраты на реализацию альтернативной схемы электроснабжения складываются из затрат на сооружение распределительной линии электропередачи, концевой трансформаторной подстанции у потребителя и эксплуатационных расходов, аналогично затратам на автономный энергоисточник. При этом топливная составляющая затрат заменяется затратами на приобретение необходимого количества электроэнергии, вырабатываемой централизованно.

В ходе исследований определяются расчетные зоны экономической эффективности той или иной схемы электроснабжения, разделяемые линиями их равноэкономичности. Модель реализует шесть серий расчетов, в которых для различной нагрузки потребителя определяются предельно допустимые (граничные) значения показателей, при которых обеспечивается равноэкономичность сравниваемых схем электроснабжения:

– удельных капиталовложений в автономный энергоисточник;

– себестоимости электроэнергии в точке подключения распределительной ЛЭП;

– цены топлива на конкурирующем автономном энергоисточнике.

Основной варьируемой переменной во всех сериях принята удаленность потребителя от точки возможного подключения к магистральной ЛЭП, т.е. протяженность распределительной линии, конфигурация которой (класс напряжения и количество цепей) определяется модельно в зависимости от нагрузки потребителя и пропускных способностей ЛЭП на рассматриваемых дальностях. Остальные показатели в разных сериях расчетов либо фиксируются, либо задаются диапазоном.

На рис. 4.70 в качестве примера представлены зоны целесообразности централизованного и автономного электроснабжения потребителей при фиксированном значении себестоимости электроэнергии в энергосистеме 2 р./кВт·ч.

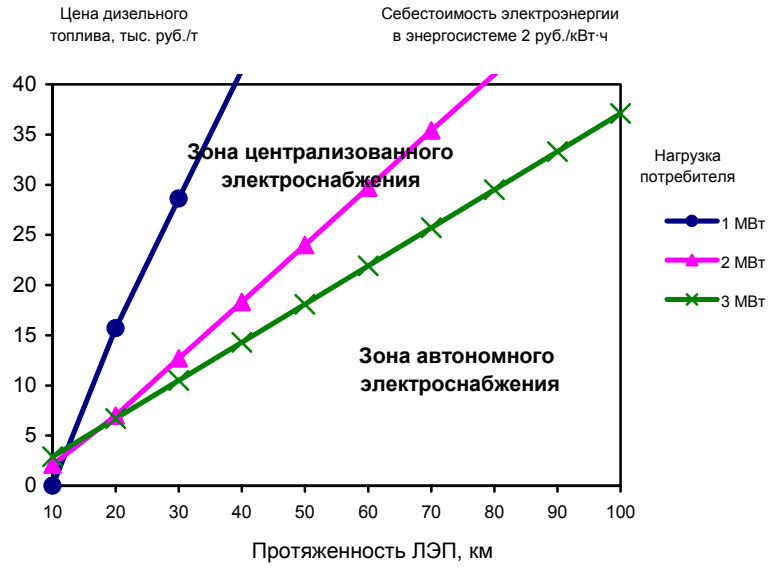


Рис. 4.70. Автономное и централизованное электроснабжение: зоны экономической целесообразности.

При цене дизельного топлива 25 тыс. р./т экономически целесообразное расстояние от точек возможного подключения составляет для потребителей с нагрузкой 1 МВт – до 25 км, 2 МВт – до 50 км, 3 МВт – до 70 км [588, 589].

Исследования, проводимые с помощью методического подхода и модельного аппарата по обоснованию расширения зоны централизованного электроснабжения, явились составной частью разделов по энергоснабжению изолированных потребителей северных районов Тюменской области (1994), Иркутской области (1998), Хабаровского края (2003), Магаданской (1995, 2006) и Сахалинской областей (2007), Республики Саха (Якутия) (2009).

4.13.3. Учет изолированных потребителей при разработке региональных энергетических программ

В годы перестройки оставшиеся в институте сотрудники бывшего сектора Севера СЭИ влились в лабораторию энергоэкологического мониторинга, образовавшуюся в составе отдела региональных проблем развития энергетики.

Одной из задач отдела является долгосрочное прогнозирование развития энергетики регионов в виде разработки региональных энергетических программ. Однако при разработке таких программ практически не учитывались мелкие изолированные потребители [589]. Причинами этого служили:

– небольшие энергетические нагрузки отдельных потребителей (населенных пунктов), составляющие, как правило, от десятков кВт до нескольких МВт;

– их многочисленность и рассредоточенность по территории региона;

– для большинства потребителей – удаленность от транспортных магистралей и линий электропередачи;

– принадлежность к муниципальным органам управления.

В силу вышеперечисленных причин и незначительной величины суммарного энергопотребления мелких изолированных населенных пунктов, составляющей менее 1 % от общероссийского показателя, эта категория потребителей остается без внимания при рассмотрении перспективного развития энергетики регионов.

Несмотря на малочисленность изолированных потребителей по сравнению с общим населением регионов, социальная значимость решения проблем энергоснабжения таких потребителей весьма велика. Низкая рождаемость, высокий отток населения в более крупные поселки и города приводят к вымиранию населенных пунктов, расположенных на сельскохозяйственных, лесопромышленных и промысловых территориях, что неблагоприятно сказывается на экономике регионов. Кроме того, многие изолированные территории – место проживания коренных малочисленных народов, по отношению к которым требуются особые меры социальной защищенности.

Ежегодно возникающие проблемы энерго- и топливообеспечения изолированных потребителей во множестве регионов решались без должного методического аппарата, без разработки перспективных направлений энергоснабжения с рассмотрением различных типов энергоисточников и экономического обоснования их применения.

В связи с этим предложено ввести в структурную схему разработки региональных энергопрограмм блок исследований экономической эффективности вариантов энергоснабжения изолированных потребителей (рис. 4.71). Связь блоков изолированных потребителей с блоками региональной энергетической программы определяется следующими факторами:

– учет возможностей развития экономики и энергетического хозяйства изолированных потребителей позволит комплексно рассматривать взаимосвязь с экономическим развитием региона (области, края) групп и отдельных изолированных потребителей, а также изменение их инфраструктуры, что даст возможность определять перспективный рост численности населения, обусловленный потребностью рабочих мест при

развитии отраслей народного хозяйства, и энергетических нагрузок для выбора мощности при реконструкции существующих либо сооружении новых энергоисточников;

– анализ развития энергообеспечения изолированных потребителей даст возможность более точно учесть в структуре ТЭК региона потребность их в том или ином виде топлива в зависимости от вариантов энергоснабжения;

– выбор экономически эффективных вариантов энергоснабжения, определение требуемых инвестиций и распределение их по годам позволяет учесть и обозначить в общем финансировании по разрабатываемой региональной энергетической программе необходимые средства для изолированных потребителей, а также потребность в оборудовании и энергоустановках различного типа.

Рис. 4.71. Структурная схема разработки региональной энергетической программы с учетом блока изолированных потребителей.

На завершающем этапе по результатам проведенных исследований формируется программа энергоснабжения изолированных потребителей, которая является составной частью региональной энергетической программы.

4.13.4. Методический подход к выбору оптимальных схем развития энергоснабжения изолированных потребителей

К концу 1990-х годов с использованием имеющихся методических наработок сформированы методический подход и система моделей, позволяющие оценить технологическую целесообразность и технико-экономическую эффективность различных вариантов развития энергоснабжения изолированных потребителей северных и труднодоступных районов [590].

В условиях плановой экономики для этих целей использовались методы технико-экономического сравнения на основе приведенных затрат. При переходе к рыночным отношениям методический подход был дополнен финансово-экономической оценкой эффективности вариантов энергоснабжения потребителя. С учетом дополнений и дора-

боток методический подход с описанием системы моделей изложен в монографиях [591–593] и неоднократно обсуждался на конференциях различного уровня [594–596].

Разработанный методологический подход к обоснованию направлений и масштабов развития энергоснабжения изолированных потребителей позволяет увязать задачи разных уровней иерархии в условиях рыночной экономики (регионов, субъектов РФ и отдельных территориальных и локальных потребителей).

В нем реализованы следующие принципы:

– комплексность – рассматриваются все технологически возможные варианты энергоснабжения потребителей;

– иерархия – выделяются два уровня: региональный и локальный – конкретные потребители;

– учитывается фактор неопределенности информации – в моделях анализируется чувствительность выходных показателей в зависимости от изменения входных параметров;

– структуризация и уменьшение объема подготовительной и анализируемой информации за счет снижения множества экономически допустимых вариантов.

Общая схема исследований по выбору оптимальных вариантов энергоснабжения изолированных потребителей представлена на рис. 4.72.

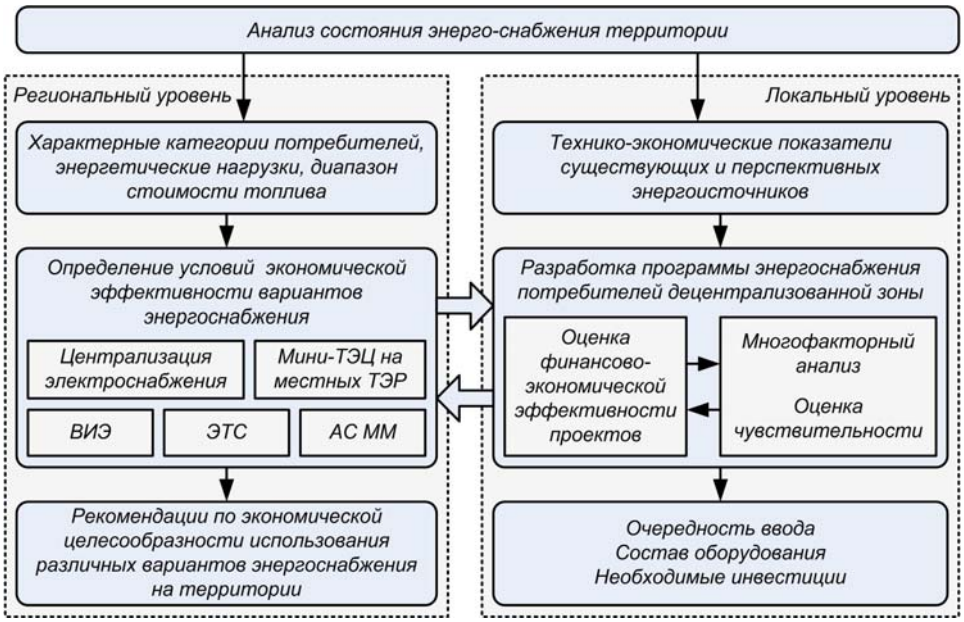


Рис. 4.72. Схема исследований по выбору рациональных вариантов энергоснабжения децентрализованных потребителей

В качестве альтернативных вариантов энергоснабжения рассматриваются: подключение к централизованному электроснабжению, сооружение атомных станций малой мощности (АСММ), возобновляемых источников энергии (ВИЭ), мини-ТЭЦ на местных топливно-энергетических ресурсах (ТЭР), применение электротеплоснабжения (ЭТС).

Выделение двух уровней позволяет по результатам исследований на региональном уровне за счет уменьшения множества технологически возможных и экономически допустимых вариантов значительно снизить объем подготовительной и анализируемой информации на следующем этапе.

При этом на региональном уровне на основе укрупненных экономических расчетов определяются условия экономической эффективности всех технологически целесообразных на данной территории вариантов развития энергоснабжения в зависимости от основных экономических показателей.

На локальном уровне оценивается финансово-экономическая эффективность применения только экономически допустимых вариантов для каждого конкретного потребителя. Целью исследований на этом этапе является выбор оптимальной схемы энергоснабжения каждого изолированного потребителя на рассматриваемой территории с точки зрения технико-экономической эффективности, надежности и реализуемости.

По результатам исследований формируются программы энергоснабжения изолированных потребителей региона с указанием очередности ввода новых энергоисточников, состава оборудования, необходимых инвестиций с последующим включением их в региональную энергетическую программу [597, 598].

Каждый этап реализует отдельный блок исследований, в завершении которого формируется выходная информация. Обратная связь между этапами дает возможность при необходимости корректировать отдельные показатели и повторять расчеты с уточненными данными. Результаты исследований для различных регионов позволяют сформировать на уровне Российской Федерации приоритетные направления научно-технического прогресса в области малой энергетики, оценить целесообразные масштабы внедрения, рынок оборудования экономически привлекательных проектов. Программное обеспечение реализовано в виде имитационных моделей двух типов: сравнение альтернативных вариантов по суммарным затратам и по финансовым показателям. Различия моделей для проведения исследований на региональном и локальном территориальных уровнях определяются перечнем решаемых на данном уровне задач и степенью агрегирования представления информации.

На региональном уровне для определения условий экономической эффективности применения на данной территории того или иного варианта энергоснабжения достаточно укрупненных экономических расчетов (рис. 4.73). Из условия равенства суммарных приведенных затрат выводятся расчетные зависимости для построения линий равноэкономичности двух вариантов. Значения технико-экономических показателей задаются в диапазоне, характерном для рассматриваемой территории. Получаемые линии делят область изменения задаваемых показателей на зоны целесообразного применения того или иного варианта.

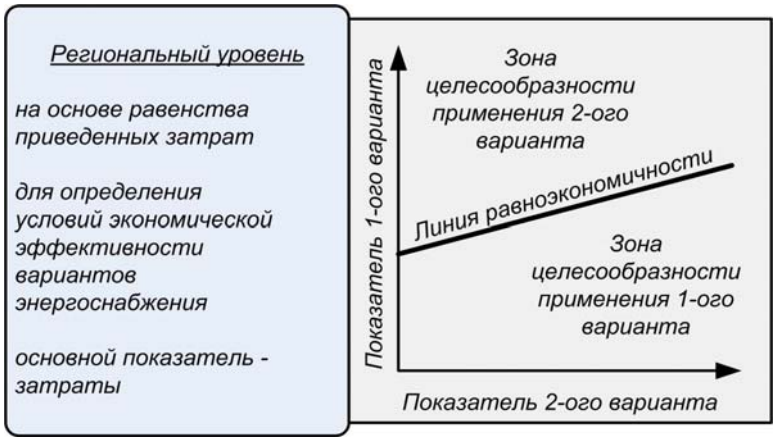


Рис. 4.73. Принцип и назначение моделей регионального уровня.

На локальном уровне при выборе для каждого потребителя экономически эффективного варианта энергоснабжения используются производственно-финансовые модели, детально описывающие функционирование и финансовые потоки при реализации различных вариантов энергоснабжения (рис. 4.74).

В исследованиях на локальном уровне чаще всего оценивается бюджетная эффективность проектов, поскольку перспективные варианты развития энергоснабжения изолированных потребителей позволяют сократить объемы завоза топлива и тем самым снизить ежегодные бюджетные дотации на содержание энергоисточников, но себестоимость производства энергии при их реализации остается выше тарифа для населения вследствие капиталоемкости новых энергоисточников и линий электропередачи. В связи с этим инвестиционные проекты не могут быть прибыльными и коммерчески привлекательными. Основным показателем бюджетной эффективности являются кумулятивные дотации из бюджета, сокращение которых и обусловливает окупаемость проектов.

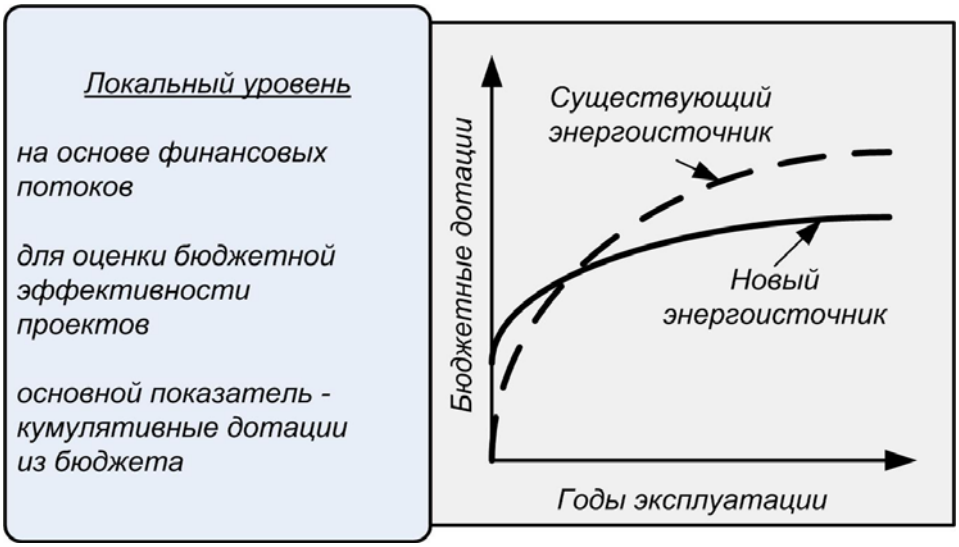


Рис. 4.74. Принцип и назначение моделей локального уровня.

Результатом исследований с использованием данного методического подхода служат конкретные рекомендации по выбору той или иной технологии энергоснабжения изолированных потребителей на различных территориальных уровнях (краевом, областном, районном).

Приведенные на рис. 4.69 и 4.70 номограммы оценки целесообразности применения электроэнергии на цели теплоснабжения и подключения изолированных потребителей к системе централизованного электроснабжения являются результатом исследований на региональном уровне.

На рис. 4.75 представлены результаты исследований на региональном уровне, полученные на обобщенной производственно-финансовой модели. Аналогичные зависимости существуют для любых входных параметров проектов (удельных капиталовложений в энергоисточник, цены топлива и т. д.) при оценке условий экономической эффективности сооружения энергоисточников малой мощности.

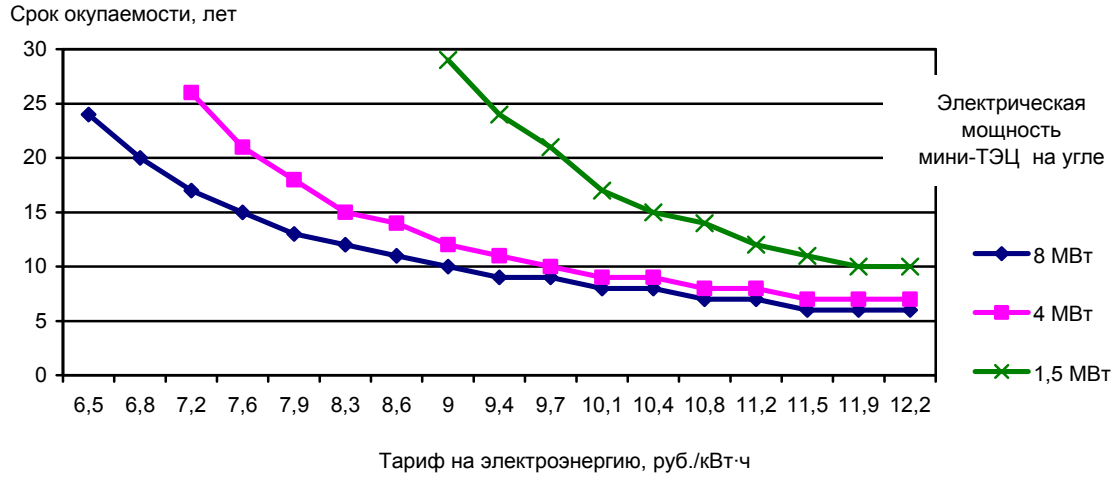


Рис. 4.75. Зависимость сроков окупаемости проектов сооружения мини-ТЭЦ на угле от тарифа на электроэнергию.

В приведенном примере приемлемые (менее 10 лет) сроки окупаемости (за счет снижения бюджетных дотаций) проектов сооружения мини-ТЭЦ на угле мощностью 4–8 МВт просматриваются только при тарифе на отпускаемую от них электроэнергию не менее 9–10 р./кВт·ч. Для мини-ТЭЦ меньшей мощностью граничные значения тарифа возрастают до 12 р./кВт·ч.

На рис. 4.76 приведен пример результатов исследований на локальном уровне – сравнительная эффективность различных вариантов электроснабжения для конкретного изолированного потребителя (с. Ныш Сахалинской области – электрическая нагрузка 500 кВт). На графике показаны кумулятивные затраты из бюджета на поддержание приемлемого уровня тарифа для различных вариантов электроснабжения при фиксированной цене дизельного топлива и природного газа. Поскольку себестоимость производства электроэнергии в данном примере при любом варианте электроснабжения выше установленного тарифа, выбирается вариант с наименьшими объемами бюджетных дотаций.

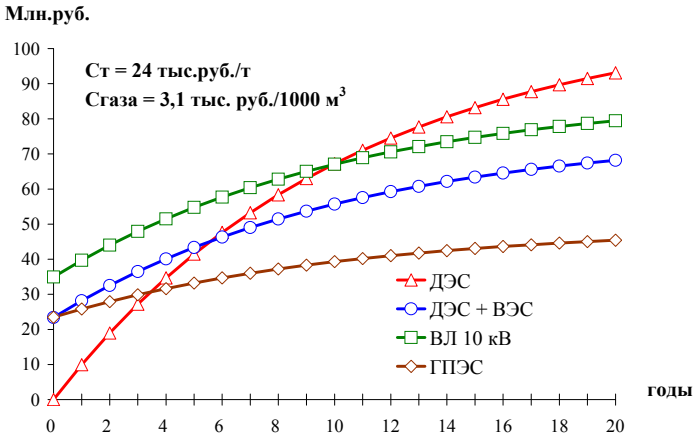


Рис. 4.76. Кумулятивные затраты из бюджета для электроснабжения изолированного потребителя. ДЭС – электроснабжение от дизельной электростанции; ДЭС+ВЭС – ветровая электростанция работает совместно с ДЭС; ВЛ 10 кВ – потребитель подключается к системе централизованного электроснабжения; ГПЭС – дизельная электростанция переводится на сжигание природного газа.

Несмотря на то что в первоначальный момент времени затраты в существующий энергоисточник (ДЭС) равны нулю, за 20-летний период их кумулятивное значение превышает показатели всех рассматриваемых вариантов. Первоначальные затраты в перевод ДЭС с дизельного топлива на газообразное равны затратам на сооружение ветроэнергетической станции (ВЭС), однако дальнейшие годовые издержки существенно ниже, чем в варианте совместной эксплуатации ДЭС и ВЭС. Вследствие этого предпочтительным вариантом электроснабжения для этого потребителя является перевод ДЭС на природный газ.

В последнее время проблемы малой энергетики, ее особенности и перспективные направления развития широко освещаются в публикациях ОАО «Малая энергетика». В этих материалах используются различные подходы к оценке эффективности вариантов развития малой энергетики, в том числе атомных станций малой мощности и ВИЭ.

В Центре физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН, образовавшемся в 2004 г. на базе Института физико-технических проблем энергетики Севера, осуществляется разработка методических основ и инструментальных средств для формирования и реализации энергетических программ районов Европейского Севера в русле новой энергетической политики, энергосбережения и требований по обеспечению энергетической безопасности. Центр продолжает работы по изучению возможностей использования энергии ветра и малых рек для электро- и теплоснабжения потребителей Севера.

Исследованием проблем и целесообразности применения энергоисточников малой мощности различных типов в условиях Севера продолжают заниматься в Институте физико-технических проблем Севера СО РАН, в Институте социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ РАН. В работах Ю.И. Колобова, Л.В. Чайки [599–601] отражены возможности и экономическая эффективность использования на территории Республики Коми ветроэнергетических установок, малых ГЭС и различных энергоисточников малой мощности на органическом топливе. В публикациях А.Н. Кузьмина, А.П. Шадрина, Е.Ю. Михеевой [602–604] оценивается экономическая целесообразность и перспективы использования когенерационных установок, АТЭЦ малой мощности, ВИЭ для потребителей Республики Саха (Якутия).

Вместе с тем во всех упомянутых работах рассматриваются отдельные регионы или оценивается эффективность применения только одного технологического варианта развития малой энергетики.

Комплексный методический подход к обоснованию рациональных направлений развития энергоснабжения северных и труднодоступных территорий, разработанный в ИСЭМ СО РАН, использовался при разработке соответствующих разделов региональных энергопрограмм Хабаровского края (2003), Иркутской (1998, 2006), Магаданской (2006) и Сахалинской (2007) областей, Чукотского автономного округа (2008), республик Бурятия (2003) и Саха (Якутия) (2009) и стратегии развития топливно-энергетического комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока [605–609]. В настоящее время методический подход и программное обеспечение дополняются и усовершенствуются с появлением новых задач и вопросов, возникающих при разработке программ и стратегий развития энергетики регионов и субъектов РФ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На рубеже XX и XXI столетий энергетика во многих странах оказалась на переломном этапе и ее перспективное развитие характеризует ряд объективных ныне наблюдаемых тенденций.

1) Ископаемые традиционные топливно-энергетические ресурсы еще долго будут составлять основу топливо- и энергоснабжения экономики и населения. Тем не менее, уже сейчас намечается и со временем все больше будет происходить сокращение использования нефти и нефтепродуктов с заменой их газом, а в последующем – синтетическим жидким или газообразным топливом, получаемым из угля. Что касается природного газа, то его роль в энергетике может сохраниться и даже увеличиться при условии освоения промышленных технологий добычи и переработки газогидратов, запасы которых в мировом океане весьма велики. Некоторую долю в газовом балансе составят сланцевый газ и метан угольных месторождений. Определенную нишу займет биогаз, в том числе в России из древесных отходов, но он не будет иметь определяющего значения.

Масштабному использованию других возобновляемых энергоресурсов (ветра, солнечной энергии) в России пока препятствуют высокие стоимости соответствующих технологий и определенная эйфория больших запасов природного газа. При поддержке государства эти возобновляемые энергоресурсы займут свое место в топливно-энергетическом балансе, но оно не будет определяющим. Еще длительное время будет в основном сохраняться роль ядерной и гидроэнергетики. При этом следует ожидать появление новых технологий в ядерной энергетике, в том числе в удаленной перспективе на основе термоядерного синтеза. Получит развитие водородная энергетика, особенно в связи с совершенствованием топливных элементов, преобразующих топливо в электроэнергию химическим способом, и снижением их стоимости.

2) Важной тенденцией в энергетике на перспективу является повышение эффективности добычи, транспортировки и потребления топливно-энергетических ресурсов, производства электроэнергии и тепла, их передачи, распределения и потребления. Основой повышения эффективности в энергетике является использование высокоэффективных инновационных технологий. В топливной энергетике это технологии повышения отдачи нефтегазоносных пластов месторождений, новые современные технологии и материалы для трубопроводных транспортных и распределительных сетей, высокоэффективные технологии переработки нефти и получения нефтепродуктов. В электро- и теплоэнергетике это высокопроизводительные газотурбинные и парогазовые установки, угольные экологически чистые и эффективные технологии на суперсверхкритических параметрах пара. Все большее распространение будут получать комплексные энерготехнологические установки по производству нескольких видов энергоресурсов, например, жидкого топлива и электроэнергии путем переработки угля. Существенный эффект даст применение новых технологий и материалов для передачи и распределения тепловой энергии. Повышению надежности и управляемости электрических сетей и электроэнергетических систем будет способствовать внедрение инновационных технологий в электросетевом комплексе на основе гибких электропередач переменного тока, накопителей электрической энергии и др. Принципиальное значение имеет проблема радикального повышения эффективности использования энергии конечными потребителями с использованием новых инновационных технологий.

3) В последние десятилетия активное развитие получили малые энергетические установки. В электроэнергетике и тепловом хозяйстве они имеют название распределенной генерации. Развитию распределенной генерации способствует внедрение возобновляемых источников энергии, особенно ветровых электростанций. Для России актуально распространение малых газотурбинных установок, на основе которых могут сооружаться

мини-ТЭЦ с высоким коэффициентом полезного действия. Такие газотурбинные мини-ТЭЦ целесообразны взамен старых неэффективных котельных в городах и поселках городского типа. При благоприятных экономических условиях доля газотурбинных мини-ТЭЦ может составить от 15 до 30% установленной электрической мощности всех электростанций страны. Заметную роль могут сыграть малые ГЭС. Развитие распределенной генерации способствует адаптации электроэнергетических систем и потребителей к неопределенности условий развития электроэнергетики в рыночной среде.

В топливной энергетике аналогичные факторы стимулируют освоение малых месторождений нефти и газа, строительство малых нефтеперерабатывающих установок и ряд других решений.

С учетом роста доли распределенной генерации будущие электроэнергетические и теплоснабжающие системы буду основаны на сочетании и совместной работе крупных и малых энергетических источников. Крупная генерация электрической и тепловой энергии останется необходимой для эффективного снабжении электроэнергией и теплом крупных потребителей и узлов нагрузки. Распределенная генерация подключается в узлах распределительных электрических и тепловых сетей и обеспечивает повышение адаптивности и надежности систем электро- и теплоснабжения потребителей. В дополнение к интеграции электроэнергетических и теплоснабжающих систем на уровне выработки электрической и тепловой энергии на крупных ТЭЦ в будущих системах энергоснабжения произойдет интеграция различных энергоносителей – электроэнергии, тепла, а также газа – в распределительных энергетических сетях и у потребителей. Такая интеграция путем реализации возможностей взаимозаменяемости различных энергоносителей непосредственно у потребителей, получившая название «энергетический хаб», позволит существенно повысить надежность и качество энергоснабжения потребителей, адаптацию систем энергоснабжения к изменяющимся условиям.

4) Бурное развитие в последние десятилетия технологий и средств коммуникаций, информационных и Интернет-технологий и методов искусственного интеллекта, высокоэффективных компьютерных средств, новых средств измерения радикально изменяет процессы сбора, обработки, передачи, представления (визуализации) и использования информации о текущем состоянии систем энергетики и возможностях эффективного управления ими для обеспечения надежного и качественного энергоснабжения потребителей. На этой основе в электроэнергетике развиваются новые концепции построения «умных» или «интеллектуальных» электроэнергетических систем (Smart Grid).

Подобные возможности построения «умных» или «интеллектуальных» систем энергоснабжения актуальны и для систем тепло- и газоснабжения, а также систем нефтепродуктоснабжения. Реализация этих современных технологий будет придавать системам энергетики все более инфраструктурные функции, подобно системам телефонной связи и Интернету, когда энергетика сможет предоставлять потребителю свои услуги по снабжению топливно-энергетическими ресурсами требуемого качества с необходимым уровнем надежности в той точке, где это удобно потребителю.

Изложенные объективные, наблюдаемые в настоящее время тенденции перспективного развития энергетики сопровождаются рядом важных факторов, существенно определяющих требования к методическим основам, математическим моделям и методам системных исследований в энергетике. Основными из этих факторов являются следующие:

• принципиальное переосмысление энергетической политики в энергетически развитых странах мира в связи с переходом от «индустриальной» фазы развития экономики и общества, к «постиндустриальной», «информационной», «обществу знаний» и т.п. – единообразное определение наступающей фазы развития пока не выработано. Определенные элементы этой новой фазы развития применительно к энергетике отмечены выше в виде концепции «умных» или «интеллектуальных» систем энергетики. Однако определяемое сменой парадигмы развития экономики и общества переосмысление энергетиче-

ской политики связано не только с указанным аспектом информатизации и использования методов искусственного интеллекта, но и в большой степени ведет к изменению технологической основы энергетики, ее организационных форм, все большему подчинению ее развития и функционирования экологическим и социальным требованиям, требованиям экономической и организационной устойчивости и безопасности;

• существенная неопределенность условий развития и, в некоторой степени, функционирования ТЭК и систем энергетики, которая характеризуется как отмеченной сменой парадигм развития общества и экономики, а следовательно и энергетики, так и влиянием глобализации и либерализации в экономике и энергетике. Важно отметить, что неопределенность развития и функционирования энергетики формируется не только внешними по отношению к ТЭК и систем энергетики причинами, но и во многом внутренними, связанными с неопределенностью организационной структуры отраслей энергетики на перспективу, неоднозначностью в определении будущих соотношений между рыночными механизмами и государственным регулированием, в большей или меньшей степени «мягким», при управлении развитием и функционированием ТЭК и систем энергетики, неотработанностью и поэтому динамичным характером изменений в этих направлениях, и т.п.;

• наличие многих субъектов отношений в энергетике, представляющих энергетические компании, управляющие организации, потребителей, государственные органы и имеющих разные, во многом несовпадающие, а часто и противоречивые интересы. Учет многих субъектов отношений в этих условиях требует активного использования многокритериальных и игровых методов обоснования решений, что для задач развития энергетики, а во многом и функционирования ТЭК и систем энергетики, представляет собой непростую проблему, которую приходится решать в условиях многих неопределенных факторов, включая неопределенность состава субъектов отношений и характера их критериев;

• существенное усиление взаимовлияния систем энергетики и их влияния на другие отрасли экономики и системы жизнеобеспечения, особенно для систем энергоснабжения крупных городов и мегаполисов. Московская системная авария в мае 2005 года очень убедительно показала исключительную важность рассматриваемого фактора. Все это предопределяет возрастание важности комплексного рассмотрения проблем развития и функционирования систем энергетики в рамках ТЭК и во взаимодействии с другими отраслями экономики и системами жизнеобеспечения населения.

Рассмотренные особенности нынешнего переломного этапа в энергетике на рубеже веков указывают на вероятные изменения в тенденциях развития энергетики и позволяют сформулировать принципиальные направления теоретических, фундаментальных работ института в области системных исследований в энергетике. К таким направлениям можно отнести следующие.

1. Формирование комплексной методологии обоснования развития ТЭК и систем энергетики на различных территориальных и временных уровнях в условиях неопределенности, несовпадающих интересов субъектов отношений в энергетике, существенной взаимосвязи систем энергетики в ТЭК и их влияния на другие отрасли экономики и системы жизнеобеспечения, с учетом рационального сочетания рыночных механизмов и государственного регулирования при разработке государственных стратегий и программ развития энергетики, корпоративных планов развития энергокомпаний, инвестиционных программ и проектов. Достаточно серьезные заделы в этом направлении в институте уже имеются. Важно, чтобы рассматриваемая методология поддерживалась гибкой иерархической системой согласованных моделей и необходимой информационной поддержкой, которые обеспечивали бы адаптацию модельно-информационной поддержки исследований к динамично меняющейся ситуации в энергетике.

2. Разработка методических основ, математических моделей и методов исследования функционирования систем энергетики и управления ими в условиях множества субъектов отношений с несовпадающими, часто противоречивыми интересами, принципиаль-

но различными организационной и технологической структурами некоторых систем энергетики, необходимости согласования рыночных принципов функционирования и жестких требований по обеспечению надежности энергоснабжения и качества энергоносителей при экономически оптимальных режимах функционирования и учете экологических и социальных ограничений. В отличие от проблемы обоснования развития ТЭК и систем энергетики методические основы, математические модели и методы в данном направлении более специфичны для каждой из систем энергетики, учитывая их физические, технологические и организационные различия, тем не менее при решении ряда комплексных проблем, например, надежности систем энергетики приходится рассматривать их совместно. По этому направлению в институте также имеются серьезные заделы, однако в целом проблема требует существенного развития и обобщения.

3. Относительно новым и находящимся в начальной стадии исследований, но перспективным, является направление системных исследований связанное с интеграцией систем энергетики на уровне распределительных систем энергоснабжения и потребителей энергоресурсов (электроэнергии, тепла, газа, моторного топлива) при использовании новых инновационных энергетических технологий и современных подходов на основе компьютерных технологий, передовых измерительных и коммуникационных технологий и искусственного интеллекта. К этому направлению относятся упоминавшиеся выше идеи «энергетических хабов», «умных энергосистем» и др. Рассматриваемое направление представляется чрезвычайно важным и перспективным, поскольку оно направлено на формирование энергетики будущего на новой идеологической основе, соответствующей постиндустриальной парадигме развития общества и экономики.

4. Успех исследований в названных направлениях, добротность и обоснованность соответствующих подходов и результатов существенно зависит от разработок в области анализа энергетических технологий и установок, исследования прогрессивных направлений в этом плане и системной оценки технологий. Теоретические основы этих исследований в институте имеют свои оригинальные особенности и позволяют решать нестандартные задачи и получать оригинальные результаты. Важно развивать и совершенствовать методическую базу с целью получения обоснованных многосторонних оценок энергетических технологий и формулировки рекомендаций для системных исследований по обоснованию развития ТЭК и систем энергетики, управлению их функционированием.

5. В условиях вероятного изменения тенденций развития энергетики и динамичного характера технологических, организационных и других преобразований в системах энергетики существенно возрастают роль долгосрочных прогнозов развития ТЭК и его отраслей на различных территориальных уровнях и в то же время требования к обоснованности таких прогнозов. Рассматриваемая ситуация предопределяет необходимость учета при обосновании развития энергетики многих факторов с учетом их неопределенности и взаимовлияния. Это, в свою очередь, актуализирует важность разработки комплексной методологии обоснования развития ТЭК и систем энергетики, отмеченной выше в п. 1. Безусловно необходимо, чтобы институт всегда имел свою объективную и независимую позицию по направлениям развития энергетики страны и ее регионов, мировой энергетики и отдельных ее зон, отражающую передовые технологические, организационные и другие идеи.

Все изложенное свидетельствует о том, что институт вполне может обеспечивать и в будущем свое лидирующее положение в области фундаментальных теоретических основ системных исследований в энергетике и практическую востребованность своих результатов. Будущее института зависит, конечно, от внешних условий, но в существенной мере – от нас самих.

Библиографический список

к главе 1

1. **Методы** применения электронно–вычислительных машин в энергетических расчетах /под ред. Л.А.Мелентьева. М.: Наука, 1964, 319 с.

2. **Методы** математического моделирования в энергетике /отв. ред. Л.А.Мелентьев, Л.С.Беляев. – Иркутск: Вост.–Сиб. кн. изд–во, 1966, 432 с.

3. **Оптимизация** и управление в больших системах энергетики: тр. симп. /отв. ред. Л.А.Мелентьев, Л.С.Беляев. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1970. Т. 1, 449 с.; т. 2, 143 с.; т. 3, 322 с.

4. **Мелентьев Л.А.** Исходные положения формирования теории управления большими системами энергетики // Оптимизация и управление в больших системах энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1970, т. 1, с. 9–34.

5. **Теоретические** основы системных исследований в энергетике / отв. ред. Л.С.Беляев и Ю.Н.Руденко. – Новосибирск: Наука, 1986, 335 с.

6. **Фактор** неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики: тр. симп. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974, Т.1, 253 с.; т. 2, 184 с.; т. 3, 166 с.

7. **Иерархия** в больших системах энергетики: тр. симп. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1978, Т.1, 278 с.; т. 2, 272 с.

8. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике. – М.: Наука, 1979, 416 с.

9. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике. 2–е изд. перераб. и доп. – М.: Наука, 1983, 456 с.

10. **Методы** исследований и управления системами энергетики / отв. ред. А.П. Меренков, Ю.Н.Руденко. – Новосибирск: Наука, 1987, 373 с.

11. **Комплексные** проблемы развития энергетики СССР / отв.ред. А.А. Папин, А.А. Макаров. – Новосибирск: Наука, 1988, 287 с.

12. **Системные** исследования в энергетике в новых социально–экономических условиях / отв.ред. Л.С. Беляев и Ю.Д. Кононов. – Новосибирск: Наука, 1995, 189 с.

13. **Моисеев Н.Н.** Математические задачи системного анализа. – М.: Наука, 1981, 488 с.

14. **Региональные** энергетические программы: Методические основы и опыт разработки / под ред. Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Наука, 1995, 246 с.

15. **Методы** управления физико–техническими системами энергетики в новых условиях / под ред. Н.И. Воропая и А.П. Меренкова. – Новосибирск: Наука, 1995, 335 с.

16. **Макаров А.А.** Мировая энергетика и Евразийское энергетическое пространство. – М.: Энергоатомиздат, 1998, 436 с.

17. **Мировая** энергетика и переход к устойчивому развитию / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.П. Филиппов и др. – Новосибирск: Наука, 2000, 269 с.

18. **Методы** и модели разработки региональных энергетических программ / под ред. Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Наука, 2003, 140 с.

19. **Системные** исследования проблем энергетики / под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2000, 558 с.

20. **Энергетика** XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы / под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2004, 386 с.

21. **Энергетика** XXI века: Системы энергетики и управление ими / под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2004, 364 с.

22. **Энергетическая** безопасность России / В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов и др. – Новосибирск: Наука, 1998, 302 с.

23. **Анализ** неоднородностей электроэнергетических систем / О.Н. Войтов, Н.И. Воропай, А.З. Гамм и др. – Новосибирск: Наука, 1999, 302 с.

24. **Каганович Б.М.**, **Филиппов С.П.** Равновесная термодинамика и математическое программирование. – Новосибирск: Наука, 1995, 236 с.

25. **Гильберт Д.** Математические проблемы // Проблемы Гильберта. – М.: Наука, 1969, с.11–64.

26. **Хасилев В.Я.** О применении математических методов при проектировании и эксплуатации трубопроводных систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1971, N 2, с. 18–27.

27. **Хасилев В.Я.** Обобщенные зависимости для технико–экономических расчетов тепловых и других сетей // Теплоэнергетика, 1957, N 1, с. 28–32.

28. **Хасилев В.Я.** Элементы теории гидравлических цепей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1964, N 1, с. 69–88.

29. **Хасилев В.Я.** Элементы теории гидравлических цепей: автореф. дис. ... д–ра техн. наук. – Новосибирск, 1966, 98 с.

30. **Математическое** моделирование и оптимизация систем тепло–, водо–, нефте– и газоснабжения / А.П. Меренков, Е.В. Сеннова, С.В. Сумароков и др. – Новосибирск: Наука, 1992, 407 с.

31. **Меренков А.П.**, **Хасилев В.Я.** Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985, 278 с.

32. **Методы** и алгоритмы расчета тепловых сетей / В.Я. Хасилев, А.П. Меренков, Б.М. Каганович и др. – М.: Энергия, 1978, 176 с.

33. **Сумароков С.В.** Математическое моделирование систем водоснабжения. – Новосибирск: Наука, 1983, 167 с.

34. **Сумароков С.В.** Метод решения многоэкстремальной сетевой задачи // Экономика и математические методы, 1976, Т, 12, № 5, с. 1016–1018.

35. **Каганович Б.М.** Дискретная оптимизация тепловых сетей. – Новосибирск: Наука, 1978, 88 с.

36. **Канторович Л.В.** О перемещении масс // Докл. АН СССР, 1942, Т. 37, N 7/8, с. 227–229.

37. **Каганович Б.М.**, **Кейко А.В., Шаманский В.А.** Равновесное термодинамическое моделирование диссипативных макроскопических систем. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007, 78 с.

38. **Горбань А.Н.**, **Каганович Б.М., Филиппов С.П.** Термодинамические равновесия и экстремумы: Анализ областей достижимости и частичных равновесий в физико–химических и технических системах. – Новосибирск: Наука, 2001, 296 с.

39. **Gorban A.N., Kaganovich B.M., Filippov S.P, Keiko A.V., Shamansky V.A., Shirkalin I.A.** Thermodynamic Equilibria and Extrema Analisis of Attainability Regions and Partial Equilibria. Springer, 2006, 282 p.

40. **Каганович Б.М.**, **Меренков А.П., Балышев О.А.** Элементы теории гетерогенных гидравлических цепей. – Новосибирск: Наука, 1997, 120 с.

41. **Воспоминания** о Л.Д. Ландау. / под ред. И.М. Халатникова. – М.: Наука, 1988, 352 с.

42. **Каганович Б.М.**, **Филиппов С.П., Анциферов Е.Г.** Эффективность энергетических технологий: термодинамика, экономика, прогнозы. – Новосибирск: Наука, 1989, 256 с.

43. **Оптимизация** развития и функционирования автономных энергетических систем / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Б.Г. Санеев и др. –Новосибирск: Наука, 2001, 144 с.

44. **Гамм А.З., Крумм Л.А., Шер И.А.** Общие принципы расчета стационарного режима электрических систем с разбивкой на подсистемы // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1965, №6, с. 7–15.

45. **Крумм Л.А.** Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. – Новосибирск: Наука, 1977, 368 с.

46. **Меренков А.П., Ощепкова Т.Б. и др.** Оптимальный синтез многоконтурных систем с нагруженным резервированием // Системы энергетики – тенденции развития и методы управления. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980, Т. 1, с. 180–192.

47. **Нейлор Т.** Машинные имитационные эксперименты с моделями экономических систем. – М.: Мир, 1975, 900 с.

48. **Шеннон Р.** Имитационное моделирование систем – искусство и наука. – М.: Мир, 1978, 302 с.

49. **Криворуцкий Л.Д.** Имитационная система для исследований развития топливно–энергетического комплекса. – Новосибирск: Наука, 1983, 126 с.

50. **Кирпичев В.М.** Теория подобия. – М.: АН СССР, 1953, 368 с.

51. **Веников Г.В., Голембо З.Б.** Кибернетические вопросы экспериментального исследования сложных технических систем // Итоги науки и техники. Техническая кибернетика. – М.: Наука, 1980, Т. 12, с. 35–113.

52. **Саймон Г.** Наука об искусственном. – М.: Мир, 1972, 148 с.

53. **Воропай Н.И.** Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука, 1981, 110 с.

54. **Льюс Р.Д.**, **Райфа Х.** Игры и решения. – М.: Изд–во иностр. лит., 1961, 642 с.

55. **Трухаев Р.И.** Модели принятия решений в условиях неопределенности. – М.: Наука, 1981, 257 с.

56. **Юдин Д.Б.** Математические методы управления в условиях неполной информации (задачи и методы стохастического программирования). – М.: Сов. радио, 1974, 400 с.

57. **Ермольев Ю.М.** Методы стохастического программирования. – М.: Наука, 1976, 240 с.

58. **Беляев Л.С.**, **Крумм Л.А.** О целесообразных областях применения вероятностных методов при изучении больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1982, 52 с.

59. **Kyburg H.T., Smokler H.E.** Studies in Subjective Probability. N.Y.: Wiley, 1964, 338 p.

60. **Райфа Х.** Анализ решений. Введение в проблему выбора в условиях неопределенности. – М.: Наука, 1977, 408 с.

61. **Мелентьев Л.А.** Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. – М.: Высш. шк., 1982, 319 с.

62. **Моррис У.Т.** Наука об управлении. Байесовский подход. – М.: Мир, 1971, 304 с.

63. **Беляев Л.С.** Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности. – Новосибирск: Наука, 1978, 128 с.

64. **Методические** положения по выполнению оптимизационных (технико–экономичес–ких) расчетов в энергетики при неоднозначности исходной информации. – Москва; Иркутск: НСКПЭ, СЭИ СО АН СССР, 1977, 49 с.

65**. Макаров А.А.**, **Макарова А.С., Зейлигер А.Н.** Исследование зоны неопределенности оптимального развития сложных экономических систем // Экономика и мат. методы, 1970, Т.6, Вып. 6, с. 850–863.

66. **Чернавский С.Я.** Системное прогнозирование ядерной энергетики. – М.: Наука, 1980, 328 с.

67. **Шевчук Л.М.** Линейная модель многоэтапной антагонистической игры // Математический анализ моделей экономического взаимодействия / под ред. Е.Л. Берлянда, В.П. Бусыгина. Новосибирск: Наука, 1981, с. 81–92.

68. **Борщевский М.З.**, **Герман И.В., Шевчук Л.М.** Многошаговый процесс принятий решения в условиях неопределенности // Приближенные методы решения операторных уравнений и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1982, с. 182–194.

69. **Борщевский М.З., Герман И.В., Шевчук Л.М.** Метод решения некоторых задач перспективного планирования с учетом фактора неопределенности // Изв. АН СССР. Техн. кибернетика, 1982, №6, с. 138–144.

70. **Заде Л.** Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. – М.: Мир, 1976, 168 с.

71. **Беллман Р.**, **Заде Л.** Принятие решений в расплывчатых условиях // Вопросы анализа и процедуры принятия решения. – М.: Мир, 1976, с. 172–215.

72. **Шапиро Д.И.** Принятие решений в системах организационного управления: использование расплывчатых категорий. – М.: Энергоатомиздат, 1983, 185 с.

73. **Валдма М.Х**., **Крумм Л.А., Охорзин Ю.А.** Методы решения стохастических задач комплексной оптимизации режимов сложных электроэнергетических систем // Фактор неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974, Т. 3, с. 96–111.

74. **Труды** XIV Байкальской международной школы–семинара «Методы оптимизации и их приложения» [Электронный ресурс] / Институт систем энергетики СО РАН. – Иркутск, 2008, 1 CD–ROM.

75. **Кононов Ю.Д.**, **Ткаченко В.З.** Экономико–математические модели для оценки количественных проявлений внешних производственных связей отраслевой системы «Проблемы оптимизации и управление в системах энергетики (вопросы исследования внешних связей)». –Иркутск: СЭИ СО РАН, 1973.

76. **Дикин И.И., Зоркальцев В.И.** Итеративное решение задач математического программирования (алгоритмы метода внутренних точек). – Новосибирск: Наука, 1988, 144 с.

77. **Зоркальцев В.И., Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М.** Модель оценки дефицита мощности электроэнергетических систем // Препринт. – Иркутск, ИСЭМ СО РАН, 2000, 24 с.

78. **Александров И.А., Кузнецов Ю.А., Руденко Ю.Н.** Общее и отличительное в исследовании надежности электроэнергетических и газоснабжающих систем // Метод. вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ, 1974, Вып. 1, с. 6–16.

79. **Зоркальцев В.И.** Методы прогнозирования и анализа эффективности систем топливоснабжения. – М.: Наука, 1988, 144 с.

80. **Зоркальцев В.И.,** Лесных В.В., Наумов Ю.В. Модель страхования энергетических объектов. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1992, 98 с.

81. **Крумм Л.А.** Методы решения общих уравнений стационарного режима электрической системы с учетом статистических характеристик нагрузок и генераторов при автоматическом регулировании частоты, напряжения и мощности // Тр. Таллин. политех. ин–та, 1957, №124, с. 71–84.

82. **Крумм Л.А.** Усовершенствованный метод последовательных интервалов для определения изменения стационарного режима электрической системы при любых возмущениях симметрического характера с учетом статических характеристик нагрузок и генераторов и автоматизации регулирования частоты, напряжения и мощности //Тр. Таллин. политех. ин–та. 1957, №125, с. 61–69.

83. **Крумм Л.А.** Использование, трудоемкость и автоматизация вычислительного процесса методов расчета стационарных режимов электрических систем с учетом статических характеристик нагрузок и генераторов и автоматическом регулировании частоты, напряжения и мощности // Тр. Таллин. политех. ин–та. 1957, №126, с. 101–112.

84. **Крумм Л.А.** Две формы более общих уравнений экономичного режима объединенных энергосистем // Изв. СО АН СССР, 1959, №1, с. 61–69.

85. **Крумм Л.А.** Задача оптимизации режима объединенных энергосистем и анализ единственности ее решения // Тез. докл. конф. по методам математического моделирования и использования ЭВМ в энергетике. – Иркутск: Ирк. кн. изд–во, 1963, с. 28–30.

86. **Ковалев Г.Ф.** Модель оценки надежности сложных ЭЭС при долгосрочном планировании их работы // Электронное моделирование. 1987, №5, с. 6–9.

87. **Руденко Ю.Н.**, **Славин Г.Б., Чельцов М.Б.** Распределение резервов активной мощности и ремонтов основного оборудования в электроэнергетических системах со слабыми связями // Надежность и экономичность энергосистем. – Новосибирск: Наука, 1970, Т.1, с. 89–91.

88. **Дикин И.И.** Итеративное решение задач линейного и квадратичного программирования // Докл. АН СССР, 1967, Т. 141, №4, с. 747–748.

89. **Дикин И.И.** Итеративные алгоритмы решения задач линейного, квадратичного и выпуклого программирования // Опыт решения экономических задач математическими моделями. – Новосибирск: Наука, 1967, с. 31–38.

90. **Дикин И.И**. О непрерывных аналогах метода внутренних точек // Управляемые системы. 1971, Вып. 9, с. 59–64.

91. **Дикин И.И**. О сходимости одного итерационного процесса // Управляемые системы, 1974, Вып. 12, с. 54–60.

92. **Сыров Ю.П., Чурквеидзе Ш.С.** Некоторые методологические вопросы решения задачи оптимизации управления длительными режимами электроэнергетических систем // Методы управления большими системами. – Иркутск, СЭИ СО АН СССР, 1970, Т.2, с. 179–190.

93. **Сыров Ю.П., Чурквеидзе Ш.С., Посекалин В.В.** Метод вспомогательных характеристик для решения задачи оптимизации суточных режимов электроэнергетических систем с использованием метода вспомогательной функции // Тр. Иркут. политех. ин-та, 1971, Вып. 2, с. 44–53.

94. **Сыров Ю.П., Чурквеидзе Ш.С., Посекалин В.В.** Метод вспомогательных характеристик для решения задачи оптимизации суточных режимов электроэнергетических систем // Экстремальные задачи и их приложение к вопросам планирования, проектирования и управления сложными системами: тез. докл. – Горький, 1971, с. 33–35.

95. **Чурквеидзе Ш.С., Посекалин В.В.** Метод и алгоритм оптимизации перспективных суточных режимов электроэнергетических систем // Математические модели для анализа и экономической оценки вариантов электроэнергетических систем. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1971, с. 63–71.

96. **Сыров Ю.П., Чурквеидзе Ш.С.** Вопросы оптимизации межотраслевых и межрайонных связей при планировании развития Единой народнохозяйственной системы: учеб. пособие. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1970, 132 с.

97. **Поляк Б.Т., Третьяков Н.В.** Об одном итерационном методе линейного программирования, его экономической интерпретации // Экономика и мат. методы, 1972, Т. VIII, Вып. 5, с. 33–39.

98. **Поляк Б.Т., Третьяков Н.В.** Метод штрафных оценок для задач на условный экстремум // Журн. вычисл. математики и мат. физики, 1973, Т. 13, № 1, с. 22–29.

99. **Антипин А.С.** Методы линейного программирования, основанные на прямой и двойственной модификации функции Лагранжа. – М.: ВЦ АН СССР, 1979, 74 с.

100. **Булатов В.П.** Метод аппроксимации для решения некоторых задач математического программирования // Прикл. математика. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1969, с. 5–15.

101. **Булатов В.П.** Методы аппроксимации для решения некоторых экстремальных задач: автореф. дис. …. канд. – Иркутск: ИГУ, 1967, 21 с.

102. **Булатов В.П.** Методы погружения в задачах оптимизации. – Новосибирск: Наука, 1977, 161 с.

103. **Булатов В.П.** О некоторых методах аппроксимации для задач выпуклого программирования // Методы математического моделирования в энергетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1966, с. 27–39.

104. **Булатов В.П.** Методы погружения в задачах оптимизации // Методы оптимизации. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1977, с. 38–51.

105. **Поляк Б.Т.** Введение в оптимизацию. – М.: Наука, 1983, 384 с.

106. **Черников С.Н.** Линейные неравенства. – М.: Наука, 1968, 488 с.

107. **Данциг Дж.** Линейное программирование, его применение и обобщения. – М.: Прогресс, 1966, 600 с.

108. **Канторович Л.В.** Экономический расчет наилучшего использования ресурсов. – М.: Изд. АН СССР, 1959, 346 с.

109. **Еремин И.И.** Теория линейной оптимизации. – Екатеринбург: ИММ УрО РАН, 1998, 247 с.

110. **Зоркальцев В.И., Киселева М.А.** Системы линейных неравенств. – Иркутск: ИГУ, 2007, 129 с.

111. **Голиков А.И., Евтушенко Ю.Г.** Новый метод решения систем линейных равенств и неравенств // Докл. РАН, 2001, т. 381, №4, с. 444–447.

112. **Голиков А.И., Евтушенко Ю.Г.** Теоремы об альтернативах и их применение в численных методах // Журн. вычисл. математики и мат. физики, 2003, т. 43, №3, с. 354–376.

113. **Зоркальцев В.И.** Решение систем линейных неравенств алгоритмами внутренних точек // Современные методы оптимизации и их приложения к моделям энергетики. – Новосибирск: Наука, 2003, с. 110–141.

114. **Войтов О.Н., Зоркальцев В.И., Филатов А.Ю.** Исследование систем неравенств алгоритмами внутренних точек на задачах поиска допустимых режимов электроэнергетических систем. – Иркутск, 1997, 30 с. (Препр. / СЭИ СО РАН; № 10).

115. **Войтов О.Н., Зоркальцев В.И., Филатов А.Ю.** Исследование итеративной процедуры определение допустимых режимов ЭЭС // Изв. РАН. Энергетика, 2000, № 6, с. 64–73.

116. **Зоркальцев В.И.** Метод относительно внутренних точек. Сыктывкар: Коми фил. АН СССР, 1984, 14 с.

117. **Зоркальцев В.И.** Проективные алгоритмы оптимизации, использующие множители предыдущей итерации // Журн. вычисл. математики и мат. физики, 1994, т. 34, №7, с. 943–950.

118. **Зоркальцев В.И.** Об одном классе алгоритмов внутренних точек // Журн. вычисл. математики и мат. физики, 2009, т. 49, №12, с. 1–18.

119. **Зоркальцев В.И.** Симметричная двойственность в оптимизации и ее приложения. // Изв. вузов. Математика, 2006, №12, с. 55–64.

120. **Зоркальцев В.И., Хамисов О.В.** Равновесные модели в экономике и энергетике. – Новосибирск: Наука, 2006, 211 с.

121. **Денис Дж.Б.** Математическое программирование и электрические цепи. – М.: Изд–во иностранной литературы, 1961, 214 с.

122. **Рокафеллар Р.** Выпуклый анализ. – М.: Мир, 1973, 470 с.

123. **Еремин И.И.** Двойственность для регуляризованных задач линейного программирования // Материалы конф. «Проблемы оптимизации и экономические приложения». – Омск: Омск. фил. ИМ СО РАН, 2003, с. 33–35.

124. **Епифанов С.П., Зоркальцев В.И.** Симметричная двойственность и гидравлические цепи // Моделирование технических и природных систем: тр. XIII Байкал. междунар. шк.–семинара «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, т. 5, с. 119–124.

125. **Епифанов С.П., Зоркальцев В.И.** Приложение теории двойственности к моделям потокораспределения // Вычисл. технологии. 2009, т. 14, №1, с. 67–79.

126. **Пшеничный Б.Н.** Расчет энергетических сетей на ЭВМ // Журн. вычисл. математики и мат. физики, 1962, №5, с. 942–947.

127. **Зоркальцев В.И., Епифанов С.П.** Применение теории двойственности при моделировании гидравлических систем с регуляторами расхода. // Изв. вузов. Математика, 2010, №5.

128. **Антипин А.С.** Равновесное программирование: проксимальные методы // Журн. вычисл. математики и мат. физики, 1997, т. 37, №11, с. 1327–1339.

129. **Антипин А.С.** Равновесное программирование: методы градиентного типа // Автоматика и телемеханика, 1997, №8, с. 125–137.

130. **Левитин Е.С.** Оптимизационные задачи с экстремальными ограничениями I. Общие понятия, постановка и основные проблемы // Автоматика и телемеханика, 1995, №7, с. 3–15.

131. **Левитин Е.С.** Оптимизационные задачи с экстремальными ограничениями II. Приложения к математическим проблемам системного анализа // Автоматика и телемеханика, 1995, №12, с. 16–31.

132. **Blum E., Oettli W.** From optimization and variational inequalities to equilibrium problems // The Mathematics Student, 1994, N63, p. 123–145.

133. **Nikaido H., Isoda K.** A note on noncooperative convex games // Pacific Journ. Math., 1955, Vol. 5, Suppl. I, p. 807–815.

134. **Апарцин А.С.**, **Меренкова Н.Н., Макаров А.А.** Алгоритмы определения и анализа совокупности оптимальных базисов задачи ЛП при изменении в пределах погрешности коэффициентов функционала и вектора ограничений // Методика оптимизации развития топливно–энергетического хозяйства. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1966, ч. 2, 46 с.

135. **Апарцин А.С.**, **Меренкова Н.Н., Макаров А.А.** Алгоритм и программа получения и анализа оптимальных базисов задачи ЛП при варьировании коэффициентов функционала // Алгоритмы и программы для БЭСМ–4 решения и исследования задачи ЛП: элементы автоматизированной системы оптимального планирования / под ред. А.П. Меренкова. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1968, с. 75–133. Деп. в ВИНИТИ.

136. **Некорректные** задачи в теории математического моделирования больших систем энергетики: науч. отчет / СЭИ СО АН СССР; отв. исп. А.С. Апарцин. – Иркутск, 1977, 61 с.

137. **Сыров Ю.П.**, **Чурквеидзе Ш.С., Посекалин В.В.** Оптимизация суточных режимов электроэнергетических систем с использованием метода вспомогательных функций // Тр. ИПИ. Серия энергетическая. Иркутск, Россия, 1971, вып. 72, с. 185–204.

138. **Чурквеидзе Ш.С.** Применение метода вспомогательных функций к решению оптимизационных задач // Методы оптимизации. Прикл. математика: – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1975, с. 158–168.

139. **Апарцин А.С.** К построению сходящихся итерационных процессов в гильбертовых пространствах // Тр. по прикладной математике и кибернетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1972, с. 7–14. Деп. в ВИНИТИ, № 5285–72.

140. **Альбер Я.И.** Непрерывная регуляризация линейных операторных уравнений в гильбертовом пространстве // Мат. заметки, 1968, т. 4, № 5, с. 503–509.

141. **Апарцин А.С.** К оптимизации алгоритмов стохастической аппроксимации для решения линейных некорректных задач // Методы оптимизации и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1973, с. 75–80.

142. **Бакушинский А.Б., Апарцин А.С.** Методы типа стохастической аппроксимации для решения линейных некорректных задач // Сиб. мат. журн., 1975, т. 16, № 1, с. 12–18.

143. **Апарцин А.С.**, **Бакушинский А.Б.** Приближенное решение интегральных уравнений Вольтерра I рода методом квадратурных сумм // Дифференциальные и интегральные уравнения – Иркутск: Гос. ун–т, 1972, вып. 1, с. 248–258.

144. **Апарцин А.С.** Применение различных квадратурных формул для численного решения интегральных уравнений Вольтерра I рода // Дифференциальные и интегральные уравнения. – Иркутск: Гос. ун–т, 1973, вып. 2, с. 107–116.

145. **Апарцин А.С.** Приближенное решение некоторых интегральных уравнений Фредгольма I рода методом квадратур // Дифференциальные и интегральные уравнения. – Иркутск: Гос. ун–т, 1975, вып. 3, с. 106–119.

146. **Апарцин А.С.** О численном решении систем интегральных уравнений Вольтерра I рода методом квадратур // Методы оптимизации и исследование операций. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976, с. 79–82.

147. **Апарцин А.С.** Численное решение интегральных уравнений Вольтерра I рода регуляризованным методом квадратур // Вопросы прикладной математики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1979, с. 99–107.

148. **Апарцин А.С.**, **Тен Мен Ян.** О корректности многомерных интегральных уравнений Вольтерра I рода // Вопросы прикладной математики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1975, с. 120–126.

149. **Тен Мен Ян.** Приближенное решение двумерных интегральных уравнений Вольтерра I рода методом квадратур // Дифференциальные и интегральные уравнения. – Иркутск: Гос. ун–т, 1975, вып. 3, с. 194–211.

150. **Апарцин А.С.**, **Тен Мен Ян.** О неулучшаемых оценках решений некоторых многомерных интегральных неравенств // Прикладная математика. – Новосибирск: Наука, 1978, с. 36–52.

151. **Тен Мен Ян.** Блочный метод решения двумерных интегральных уравнений Вольтерра I рода // Дифференциальные уравнения, 1979, т. 15, № 6, с. 1121–1126.

152. **Апарцин А.С.**, **Тен Мен Ян.** О неулучшаемых оценках решений некоторых интегральных неравенств // Сиб. мат. журн, 1979, т. 20, № 1, с. 192–195.

153. **Тен Мен Ян.** О неулучшаемых оценках решений некоторых разностных неравенств // Методы оптимизации и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1979, с. 150–159.

154. **Апарцин А.С.** Численное решение интегральных уравнений I рода типа Вольтерра. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1981, 26 с. (Препр. /СЭИ СО РАН).

155. **McKee S., Tao Tang, Diogo T.** An Euler method for two–dimensional Volterra integral equations of the first kind // IMA J. Numerical Analysis, 2000, 20, p. 423–440.

156. **О восстановлении** сейсмического сигнала с помощью решения интегрального уравнения Вольтерра I рода: науч. отчет СЭИ СО АН СССР и СахКНИИ ДВНЦ АН СССР; отв. исп. А.С. Апарцин; исп.. И.Д. Гусева, Тен Мен Ян, А.Н. Шулбаев. – Иркутск, 1978, 51 с.

157. **Апарцин А.С.**, **Гусева И.Д., Тен Мен Ян.** Об одном подходе к решению интегральных уравнений Вольтерра I рода типа свертки и его применение в обратной задаче сейсмики // Приближенные методы решения операторных уравнений и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1982, с. 171–181.

158. **Linz P.** Product integration method for the Volterra integral equations of the first kind // BIT, 1971, vol. 11, 4, p. 413–421.

159. **Тен Мен Ян**. Численное решение интегральных уравнений Вольтерра I рода с ядрами, равными нулю на диагонали. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР 1981, 15 с. (Препр. /СЭИ СО РАН).

160. **Тен Мен Ян**. Линейные многошаговые методы для численного решения уравнения Вольтерра I рода // Методы оптимизации и исследование операций. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1984, с. 254–257.

161. **Тен Мен Ян**. Многошаговые методы для численного решения уравнения Вольтерра I рода. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1985, 28 с. (Препр. /СЭИ СО РАН).

162. **Тен Мен Ян**. Об устойчивых многошаговых методах решения уравнений Вольтерра I род. // Численные методы анализа и оптимизации. – Новосибирск: Наука, 1987, с. 227–262.

163. **Тен Мен Ян**. О регуляризации многомерных интегральных уравнений Вольтерра I рода. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1981, 13 с. (Препр. /СЭИ СО РАН).

164. **Тен Мен Ян**. О регуляризации двумерных интегральных уравнений Вольтерра первого рода // Дифференциальные уравнения, 1983, т. 19, № 6, с. 1084–1086.

165. **Тен Мен Ян**. Об одном методе регуляризации уравнений Вольтерра I рода // Методы оптимизации и исследование операций. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1984, с. 184–187.

166. **Апарцин А.С.** Дискретизационные методы регуляризации некоторых интегральных уравнений I рода // Численные методы анализа и оптимизации. – Новосибирск: Наука, 1987, с. 267–293.

167. **Апарцин А.С.**, **Гамм А.З., Грунина Р.И., Гусева И.Д.** Некоторые подходы к краткосрочному прогнозированию суммарных нагрузок ЭЭС // Модели и методы исследования операций. – Новосибирск: Наука, 1988, с. 179–192.

168.**Тихонов А.Н., Арсенин В.Я.** Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979, 288 с.

169. **Алифанов О.М., Артюхин Е.А., Румянцев С.В.** Экстремальные методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1988.

170. **Тен Мен Ян**, **Ким И.Г.** Решение граничной обратной задачи теплопроводности в цилиндрических координатах // Модели и методы исследования операций. – Новосибирск: Наука, 1988, с. 171–178.

171. **Тен Мен Ян**, **Ким И.Г., Перетяжко Т.Л.** Обратная задача теплопроводности для канала с греющим цилиндрическим стержнем // Численные методы оптимизации и анализа. – Новосибирск: Наука, 1992, с. 171–184.

172. **Глушков В.М.** Об одном классе динамических макроэкономических моделей // Управляемые системы и машины, 1977, № 2, с. 3–6.

173. **Глушков В.М., Иванов В.В., Яненко В.М.** Моделирование развивающихся систем. – М.: Наука, 1983, 350 с.

174. **Яценко Ю.П.** Интегральные модели систем с управляемой памятью. – Киев: Наук. думка, 1991, 218 с.

175. **Апарцин А.С.**, **Тришечкин А.М.** Применение модели В.М. Глушкова для моделирования долгосрочных стратегий развития ЕЭЭС // Всесоюз. конф. «Курс=4»: тез. докл. – Рига, 1986, с. 17–19.

176. **Математические** задачи энергетики: науч. отчет / СЭИ СО РАН; отв. исп. В.П. Булатов; исп. Е.Г. Анциферов, А.С. Апарцин, Л.Т. Ащепков. – Иркутск, 1987, 318 с.

177. **Апарцин А.С.**, **Тришечкин А.М.** К моделированию долгосрочных стратегий развития ЕЭЭС СССР на базе интегральных моделей В.М. Глушкова // III Республ. конф. "Интегральные уравнения в прикладном моделировании": тез. докл. – Киев, ИПМЭ АН УССР, 1989, с. 24–25.

178. **Apartsyn A.S.**, **Trishechkin A.M.** Modeling of power system development the base of integral description // EPRI–SEI Joint seminar of methods for solving the problems on energy power systems development and control. Beijing, China, 1991, p. 133–143.

179. **Апарцин А.С.** О корректности уравнений I рода типа Вольтерра в интегральных моделях развивающихся систем // Моделирование функционирования развивающихся систем с изменяющейся структурой. – Киев: ИК им. В.М. Глушкова АН УССР, 1989, с. 4–7.

180. **Апарцин А.С.** Об интегральных уравнениях Вольтерра I рода в теории развивающихся систем // Численные методы оптимизации и анализа. – Новосибирск: Наука, 1992, с. 58–67.

181. **Тен Мен Ян**. Метод квадратур для уравнения Вольтерра I рода с переменной предысторией // Методы оптимизации и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1992, с. 184–199.

182. **Apartsyn A.S.** Some ill–posed problems and their applications in energy research // Sov.Tech.Rev. A. Energy, vol. 6, part 1, Harwood Academic Publ. GmbH, USA, 1992, p. 65–125.

183. **Данилов Л.В., Данилов Л.В., Матханов Л.Н., Филиппов В.С.** Теория нелинейных динамических цепей. – М.: Энергоиздат, 1990, 252 с.

184. **Apartsyn A.S.** Mathematical modeling the dynamic systems and objects with the help of the Volterra integral series // EPRI–SEI Joint seminar of methods for solving the problems on energy power systems development and control. Beijing, China, 1991, p.117–132.

185. **Apartsyn A.S.** On some identification method for nonlinear dynamic systems // Proc. of Int. Conf. ISEMA–92. Shenzhen, China, 1992, p. 288–292.

186. **Апарцин А.С.** О решении многомерных уравнений Вольтерра I рода, возникающих в задаче идентификации нелинейных динамических систем // Методы оптимизации и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1992, с. 219–222.

187. **Apartsyn A.S.** Inversion formylas for one class of the Volterra multidimensional integral equations of the first kind // Proc. of the IV Int. Symp. on Comp. Tomography / M.M. Lavrent'ev, VSP, Utrecht, the Netherlands, 1995, p. 49–53.

188. **Апарцин А.С.** О новых классах линейных многомерных уравнений I рода типа Вольтерра // Изв. вузов. Математика, 1995, № 11, с. 28–41.

189. **Апарцин А.С.**, **Таиров Э.А.** Построение интегральных динамических моделей теплообменников и их исследование на высокотемпературном контуре // Изв. РАН. Энергетика, 1996, № 3, с. 85–97.

190. **Апарцин А.С.** Теоремы существования и единственности решений уравнений Вольтерра I рода, связанных с идентификацией нелинейных динамических систем (скалярный случай). – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1995, 30 с. (Препр./ИСЭМ СО РАН).

191. **Апарцин А.С.** Теоремы существования и единственности решений уравнений Вольтерра I рода, связанных с идентификацией нелинейных динамических систем (векторный случай). – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996, 56 с. (Препр./ИСЭМ СО РАН).

192. **Апарцин А.С.**, **Солодуша С.В.** К идентификации несимметричных ядер Вольтерра в интегральных моделях нелинейной динамики // Тр. Сиб. конф. по прикладной и индустриальной математике. – Новосибирск: ИМ СО РАН, 1997, т. 1, с. 1–13.

193. **Апарцин А.С.**, **Солодуша С.В., Таиров Э.А.** Математические модели нелинейной динамики на базе рядов Вольтерра и их приложения // Изв. РАЕН ММИУ, 1997, т. 1, № 2, с. 115–125.

194. **Солодуша С.В.** О численном решении одного класса линейных двумерных уравнений Вольтерра I рода // Приближенные методы решения операторных уравнений. – Иркутск: ИГПИ, 1992, с. 114–124.

195. **Солодуша С.В.** Математическое моделирование динамических систем с помощью рядов Вольтерра и его приложения в некоторых задачах теплофизики // Тр. XXIII конф. науч. молодежи. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1993, с. 88–93. Деп. в ВИНИТИ 15.03.1993, № 612–В93.

196. **Солодуша С.В.** Численные методы идентификации несимметричных ядер Вольтерра и их приложения в теплоэнергетике // Тр. XXIV конф. науч. молодежи. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1994, с. 76–91. Деп. в ВИНИТИ 30.08.1994, № 2129–В94.

197. **Апарцин А.С.** К идентификации нелинейных нестационарных динамических систем // Краевые задачи. – Иркутск: Гос. ун–т, 1997.

198. **Сидоров Д.Н.** Идентификация ядер Вольтерра для моделирования нестационарных динамических систем // Матер. XXV конф. науч. молодежи. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1995, с. 126–130. Деп. в ВИНИТИ 21.07.95, № 2262–В95.

199. **Сидоров Д.Н.** О существовании и единственности решений одного класса двумерных интегральных уравнений Вольтерра // Приближенные методы анализа. – Иркутск: Гос. пед. ун–т, 1997, с. 130–140.

200. **Сидоров Д.Н.** О восстановлении трехмерных ядер Вольтерра в задаче моделирования нестационарных динамических систем // Тр. XI Байкал. междунар. шк.–семинара «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1998, т. 4, с. 165–168.

201. **Апарцин А.С.**, **Солодуша С.В., Сидоров Д.Н.** К идентификации интегральных моделей нелинейных динамических систем // Тр. 3-й Междунар. конф. DSI–98 «Идентификация динамических систем и обратные задачи». – М., 1998, с. 167–175.

202. **Сидоров Д.Н.** Моделирование нелинейных нестационарных динамических систем рядами Вольтерра: идентификация и приложения // Сиб. журн. индустр. математики, 2000, т. 3, № 1(5), с. 182–194.

203. **Апарцин А.С.**, **Солодуша С.В., Таиров Э.А.** Математическое моделирование переходных процессов в теплоэнергетических установках электростанций на базе функциональных рядов Вольтерра // Тр. советско–китайского семинара СЭИ–ЭПРИ, 1992. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1992, с. 48–53.

204. **Применение** интегро–степенных рядов Вольтерра к моделированию динамики теплообменников / А.С. Апарцин, С.В. Солодуша, Э.А. Таиров и др. // Изв. РАН. Энергетика, 1994, №3, с. 138–145.

205**. Таиров Э.А.** Нелинейное моделирование динамики теплообмена в канале с однофазным теплоносителем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1989, № 1, с. 150–156.

206. **Апарцин А.С.**, **Маркова Е.В., Труфанов В.В.** К определению оптимальных стратегий долгосрочного развития электроэнергетических систем на базе интегральных моделей В.М. Глушкова // Тр. II Междунар. конф. «Средства математического моделирования». – СПб.: СПбГТУ, 1999, с. 118–123.

207. **Апарцин А.С.**, **Маркова Е.В., Труфанов В.В**. Анализ оптимальных стратегий технического перевооружения электроэнергетических систем // Тр. XII Байкал междунар. конф. «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001, т. 4, с. 25–30.

208. **Маркова Е.В.** Об особенностях численного решения интегральных уравнений Вольтерра I рода с переменным нижним пределом // Матер. XXVIII конф. науч. молодежи. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1998, с. 144–152. Деп. в ВИНИТИ 20.01.99, № 119–В99.

209. **Маркова Е.В.** О численных методах решения интегральных уравнений Вольтерра I рода в моделях развивающихся систем // Тр. Междунар. конф. «Средства математического моделирования». – СПб.: СПбГТУ, 1997, с. 171–175.

210. **Маркова Е.В.** Об особенностях численного решения уравнения Вольтерра I рода с переменным нижним пределом // Тр. XI Байкал. междунар. шк.–семинара «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1998, т.4, с. 134–137.

211. **Апарцин А.С.** Неклассические уравнения Вольтерра I рода. Теория и численные методы. – Новосибирск: Наука, 1999, 193 с.

212. **Apartsyn A.S.** Nonclassical Linear Volterra Equations of the First Kind. Monograph, VSP, Utrecht–Boston, 2003, 168 p.

213. **Апарцин А.С.**, **Маркова Е.В., Труфанов Е.В.** Интегральные модели развития электроэнергетических систем. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2002, 36 с. (Препр./ ИСЭМ СО РАН).

214. **Численное** решение задачи управления развитием электроэнергетической системы / Д.В. Иванов, И.В. Караулова, Е.В. Маркова и др. // Автоматика и телемеханика, 2004, № 3, с. 125–136.

215. **Караулова И.В.**, **Маркова Е.В., Труфанов В.В.** О задаче технического перевооружения электростанций // Тр. XIII Байкал. междунар. шк.–семинара «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, т. 3, с. 135–140.

216. **Применение** интегральных уравнений Вольтерра для моделирования стратегий технического перевооружения электроэнергетики / А.С. Апарцин, И.В. Караулова, Е.В. Маркова и др. // Электричество, 2005, № 10, с. 69–75.

217. **Караулова И.В.**, **Маркова Е.В.** Задача оптимального управления развитием электроэнергетической системы // Автоматика и телемеханика, 2008, № 4, с. 101–108.

218. **О моделировании** развития электроэнергетических систем с помощью интегральных моделей / Караулова И.В., Маркова Е.В., Труфанов В.В. и др. // Методы исследования и моделирования технических, социальных и природных систем. – Новосибирск: Наука, 2003, с. 85–100.

219. **Караулова И.В.** Численное решение систем неклассических уравнений Вольтерра в двухсекторных моделях развивающихся систем // Тр. IX Междунар. Четаевской конф. «Аналитическая механика, устойчивость и управление движением». – Иркутск: ИДСТУ СО РАН, 2007, т. 5, с. 118–125.

220. **Караулова И.В.** О двухсекторной модели развивающихся систем // Автоматика и телемеханика, 2009, № 4, с. 131–140.

221. **Апарцин А.С.** О выборе тестовых возмущений при моделировании нелинейных динамических систем рядами Вольтерра // Тр. Междунар. конф. «Средства математического моделирования». – СПб.: СПбГТУ, 1997, с. 77–86.

222. **Апарцин А.С.**, **Солодуша С.В. О** математическом моделировании нелинейных динамических систем рядами Вольтерра // Электронное моделирование, 1999, т. 21, № 2, с. 3–12.

223. **Апарцин А.С.** Новый алгоритм моделирования нелинейных динамических систем на базе полиномов Вольтерра // Оптимизация, управление, интеллект, ч. 2, 2000, № 5, с. 26–31.

224. **Апарцин А.С.** О повышении точности моделирования нелинейных динамических систем полиномами Вольтерра // Электронное моделирование, 2001, т. 23, № 6, с. 3–12.

225 **Апарцин А.С.** Постановка и решение некоторых минимаксных задач // Тр. XII Байкал. междунар. конф. «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001, т. 1, с. 68–73.

226. **Апарцин А.С.**, **Солодуша С.В.** Об оптимизации амплитуд тестовых сигналов при идентификации ядер Вольтерра // Автоматика и телемеханика, 2004, № 3, с. 116–124.

227. **Апарцин А.С.** Об одном классе минимаксных задач // Тр. XIII Байкал. междунар. шк.–семинара «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, т. 1, с. 197–202.

228 **Апарцин А.С.**, **Спиряев В.А.** Об одном подходе к идентификации полиномов Вольтерра // Оптимизация, управление, интеллект, 2005, № 2(10), с. 109–117.

229. **Спиряев В.А.** Применение метода product integration для идентификации ядер Вольтерра // Системные исследования в энергетике. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006, вып. 36, с. 215–221.

230. **Солодуша С.В.**, **Щербинин М.С.** Построение кубичного полинома Вольтерра для нелинейных динамических систем с векторным входом // Тр. IX Междунар. Четаевской конф.

«Аналитическая механика, устойчивость и управление движением». – Иркутск: ИДСТУ СО РАН, 2007, т. 5, с. 201–209.

231. **Апарцин А.С.** О билинейном уравнении Вольтерра I рода // Обратные и некорректно поставленные задачи: тез. докл. – М.: МГУ, 2000, с. 8.

232. **Апарцин А.С.** О билинейных уравнениях Вольтерра I рода // Оптимизация, управление, интеллект, 2004, № 2(8), с. 20–28.

233. **Апарцин А.С.** О полилинейных уравнениях Вольтерра I рода // Автоматика и телемеханика, 2004, № 2, с. 118–125.

234. **Апарцин А.С.** К теории полилинейных уравнений Вольтерра I рода // Оптимизация, управление, интеллект, 2005, № 1(9), с. 5–27.

235. **Апарцин А.С.** Полилинейные интегральные уравнения Вольтерра I рода: элементы теории и численные методы // Изв. Иркут. гос. ун-та. Сер. Математика, 2007, № 1, с. 13–41.

236. **Corless R.M.**, **Gonnet G.H. at al.** On the Lambert W function // Advances Computational Maths. 1996, vol. 5, p.329–359.

237. **Дубинов А.Е., Дубинова И.Д., Сайков С.К.** W–функция Ламберта и ее применение в математических задачах физики: учеб. пособие для вузов. – Саров: РФЯЦ–ВНИИЭФ, 2006, 160 с.

238. **Apartsyn A.S.** Unimprovable estimates of solutions for some classes integral inequalities // Inverse and Ill–posed Problems, 2008, vol. 16, № 7, p. 651–680.

239. **Апарцин А.С.**, **Спиряев В.А.** О неулучшаемых ламберт–оценках решений одного класса нелинейных интегральных неравенств // Тр. Ин-та математики и механики УрО РАН, 2010, т. 16, № 2, с. 3–12.

240. **Апарцин А.С.**, **Щербинин М.С.** Моделирование динамики численности популяции на базе уравнений, мажорирующих билинейные уравнения Вольтерра I рода // Оптимизация, управление, интеллект, 2005, № 2(10), с. 37–44.

241. **Апарцин А.С.**, **Щербинин М.С.** О некоторых задачах управления численностью популяций // Тр. IX Межд. Четаевской конф. «Аналитическая механика, устойчивость и управление движением». – Иркутск: ИДСТУ СО РАН, 2007, т. 4, с. 5–11.

242. **Апарцин А.С.**, **Щербинин М.С.** Функция Ламберта и некоторые задачи управления в моделях Ланкастера // Автоматика и телемеханика, 2009, № 4, с. 48–57.

243. **Апарцин А.С.**, **Маркова Е.В.** Численное решение билинейного уравнения Вольтерра I рода методом квадратур // Тр. XII Байкал. междунар. конф. «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001 г., т. 4, с. 20–24.

244. **Апарцин А.С.** О сходимости численных методов решения билинейного уравнения Вольтерра I рода // ЖВМиМФ, 2007, т. 47, № 8, с. 1380–1388.

245. **Солодуша С.В.** О численном решении системы билинейных уравнений Вольтерра I рода второго порядка // Тр. III Междунар. научн.–техн. конф.»Аналитические и численные методы моделирования естественнонаучных и социальных проблем». – Пенза: Приволж. Дом знаний, 2008, с. 12–16.

246. **Солодуша С.В.** Численное решение некоторых систем билинейных уравнений Вольтерра I рода // Тр. Междунар. конф. «Вычислительная математика, дифференциальные уравнения, информационные технологии». – Улан–Удэ: Изд–во ВСГТУ, 2009, с. 342–349.

247. **Солодуша С.В.** Об одном классе систем билинейных интегральных уравнений Вольтерра I рода второго порядка // Автоматика и телемеханика, 2009, № 4, с. 110–118.

248. **Huang N.E.**, **Shanet all Z.** The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non–stationary time series analysis. // Proc. the Royal Society Lond.A (1998), p. 903–995.

249. **Electricity** Prizis Neural Networks Forecast using the Hilbert–Huang Transform / Tomin N., Kurbatsky V., Sidorov D., Spiryaev V. // Proceedings of 9th Intl IEEE Conf. on Environment and Electrical Engineering, 16–19 May 2010, Prague, Czech Republic, 2010, p. 381–384.

250.**Верлань А.Ф., Сизиков В.С.** Интегральные уравнения: методы, алгоритмы, программы: справ. пособие. – Киев: Наукова думка, 1986, 544 с.

251. **Лисковец О.А.** Теория и методы решения некорректных задач // Итоги науки и техники. Математический анализ. 1982, т. 20, с. 116–178.

252. **Керимов М.К.** Библиография некоторых новых работ по интегральным и дифференциальным уравнениям // Дополнение к кн. В. Вольтерра. Теория функционалов, интегральных и интегро–дифференциальных уравнений. – М.: Наука, 1982, с. 257–302.

253. **Brunner H.** Collocation Methods for Volterra Integral and Related Functional Equations // Cambridge Monographs on Appplied and Computational Mathematics, 2004, 584 p.

254. **Громов Г.Р.** Национальные информационные ресурсы.– М.: Наука, 1984, 237 с.

255. **Поппель Г., Голдстайн Б.** Информационная технология – миллионные прибыли: пер. с англ. – М.: Экономика, 1990, 238 с.

256. **Alter S.** Information Systems: A Management Perspective // Addison–Wesley Publ. Comp., USA, 1992.

257. **Криворуцкий Л.Д**., **Массель Л.В.** Информационная технология исследований развития энергетики. – Новосибирск: Наука, 1995, 160 с.

258. **Массель Л.В.** Определение СППР в терминах современных информационных технологий // Энергетическая безопасность России. – Новосибирск: Наука, 1998, с. 266–269.

259. **Сухомлин В.** Итология – наука об информационных технологиях. http: // www.citforum.ru/programming/prg96/suchomlin.shtml

260. **Лавров С.С.** Computer Science? Программирование? Информатика? Датаматика! (письмо в редакцию) // Программирование, 1999, № 2, с. 79–80.

261. **Методы** и модели для исследования оптимальных направлений долгосрочного развития топливно–энергетического комплекса / Макаров А.А., Кононов Ю.Д., Криворуцкий Л.Д. и др. – Иркутск: СЭИ СО АН, 1977, 90 с.

262. **Криворуцкий Л.Д., Санеев Б.Г., Хазанов М.П.** Схема согласования решений подсистемы АСПР «Топливно–энергетический комплекс» // Иерархия в больших системах энергетики: тр. симп. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1978, с. 56–72.

263. **Модели** развития энергетики и согласования их решений / Макаров А.А., Кононов Ю.Д., Криворуцкий Л.Д. и др. – Иркутск: СЭИ СО АН, 1984, 198 с.

264. **Анализ** и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем / Н.А. Мурашко, Ю.А. Охорзин, Л.А. Крумм и др. – Новосибирск: Наука, 1987, 240 с.

265. **Аношко В.Ф., Криворуцкий Л.Д., Меренков А.П. и др.** Развитие средств автоматизации системных исследований в энергетике // Системы энергетики: управление развитием и функционированием. Т.5. Вычислительные средства имитационного моделирования больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН, 1986, с. 7–15.

266. **Имитационный** подход к изучению больших систем энергетики. – Л.: ЛПИ, 1983, 140 с.

267. **Имитационный** подход к изучению больших систем энергетики: матер. Всесоюз. науч. семинара. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1986.–171 с.

268. **Имитационный** подход в исследованиях систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1989, 131 с.

269. **Имитационный** подход в энергетических исследованиях: новые информационные технологии. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1992, 138 с.

270. **Кононов Ю.Д., Соболевский В.М., Тыртышный В.Н.** Имитационная система для исследования долгосрочного развития энергетики с учетом ее внешних народнохозяйственных связей // Системы энергетики: управление развитием и функционированием. Т.5. Вычислительные средства имитационного моделирования больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН, 1986, с.48–54.

271. **Ворожцова Т.Н., Логвинова Л.Я., Скрипкин С.К., Чесноков А.Н.** Организация интерфейса исследователя автоматизированного рабочего места теплоэнергетика // Имитационный подход в исследованиях систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1989, с. 79–85.

272. **Львов В.** Создание систем поддержки принятия решений на основе хранилищ данных // СУБД, 1997, № 3, с. 30–40.

273. **Щавелев Л.В.** Способы аналитической обработки данных для поддержки принятия решений // СУБД. 1998, № 4–5, с. 51–60.

274. **Michalcki R.S., Bratko I., Kubat M**. Machine Learning and Data Mining: Methods and Applications. England: John Wiley & Sons LTD, 1998, 456 p.

275. **Системы** поддержки принятия решений для исследований и управления энергетикой / Н.Н. Антонова, И.Н. Бобырева, Н.В. Бычкова и др./ под ред. А.П. Меренкова, Л.В. Массель. – Новосибирск: Наука, 1997, 162 с.

276. **Криворуцкий Л.Д., Волошин Г.Н., Антонов Г.Н.** Вопросы построения информационно–вычислительной системы прогнозирования развития топливно–энергетического комплекса

страны СЭИ // Системы энергетики – тенденции развития и методы управления. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980, Т.1, с. 71–79.

277. **Войцеховская Г.В., Труфанов В.В., Турчина В.Д. и др.** Организация программно–вычислительных комплексов для оптимизации развития электроэнергетических систем // Системы энергетики – тенденции развития и методы управления. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980, Т.1, с.273–280.

278. **Меренков А.П., Ощепкова Т.Б., Сумароков С.В. и др.** Оптимальный синтез многоконтурных систем с нагруженным резервированием // Системы энергетики – тенденции развития и методы управления. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980, Т.1, с.180–192.

279. **Волошин Г.Н., Грановский А.А., Шер И.А.** Проблемы разработки программно–вычислительных комплексов для исследований энергетики и фонд алгоритмов и программ СЭИ // Системы энергетики – тенденции развития и методы управления. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980, Т.1, с.262–272.

280. **Храмов А.В.** Программно–вычислительный комплекс СОСНА как инструмент для реализации и исследования алгоритмов оптимального синтеза многоконтурных гидравлических систем // Пакеты прикладных программ. Методы и разработки. – Новосибирск: Наука, 1981, с. 174–182.

281. **Антонов Г.Н., Антонова Н.Н., Беланова Г.А. и др**. Вычислительные средства для исследования производственной структуры энергетического комплекса страны // Системы энергетики: управление развитием и функционированием. Вычислительные средства имитационного моделирования больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН, 1986, Т.5, с. 15–21.

282. **Войтов О.Н., Грумбков Ю.О., Мантров В.А. и др.** Математические модели и программно–вычислительный комплекс для анализа и оптимизации установившихся режимов электроэнергетических систем // Системы энергетики: управление развитием и функционированием. Вычислительные средства имитационного моделирования больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН, 1986, Т.5, с. 114–120.

283. **Орехова Л.Н., Соколов А.Д.** Программно–вычислительный комплекс для исследований перспективного развития угольной промышленности // Системы энергетики: управление развитием и функционированием. Вычислительные средства имитационного моделирования больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН, 1986, Т.5, с. 21–26.

284. **Системный** подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др. – Новосибирск: Наука, 1980, 240 с.

285. **Храмов А.В., Еникеева С.М., Хрусталева Н.Н. и др.** Программное и информационное обеспечение решения задач живучести единой системы газоснабжения СССР // Методы и модели исследований живучести систем энергетики. – Новосибирск: Наука, 1990, с. 86–91.

286 **Пичурина М.И., Сендеров С.М., Янченко В.А.** Модель оценки состояния Единой системы нефте– и нефтепродуктоснабжения как инструмент исследования ее живучести // Методы анализа и оптимального синтеза трубопроводных систем. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990, с. 130–142.

287. **Программно–инструментальные** средства для решения задач развития и функционирования систем энергетики / Н.Н. Новицкий, Ю.А. Гришин, О.Н. Войтов и др. // Методы управления физико–техническими системами энергетики в новых условиях. – Новосибирск: Наука, 1995, с. 285–308.

288. **Абасов Н.А.** Представление данных, программ, знаний в среде ЗИРУС / СППР для исследования и управления энергетикой. – Новосибирск: Наука, 1997, с. 110–125.

289. **Абасов Н.В., Резников А.П.** Гибридная информационно–прогностическая система / СППР для исследования и управления энергетикой. – Новосибирск: Наука, 1997, с. 157–168.

290. **Филинов Е.** Выбор и разработка концептуальной среды открытых систем // Открытые системы, 1995, № 6, с. 71–77.

291. **Сухомлин В.** Методологический базис открытых систем // Открытые системы, 1996, №4, с. 48–51.

292. **Дунаев С.** INTRANET–технологии. – М.: Диалог–МИФИ, 1997, 288 с.

293. **Буч Г.** Объектно–ориентированное проектирование с примерами применения. – М.: Конкорд, 1992, 519 с.

294. **Дейт К.** Введение в системы баз данных. – 6–е изд. – Киев: Диалектика, 1998, 784 с. – (1–е изд. М: Наука, 1980, 463 с.).

295. **Массель Л.В., Макагонова Н.Н., Ершов А.Р. и др.** Инструментальные средства поддержки решений по обеспечению энергетической безопасности // Метод. вопросы исследований надежности больших систем энергетики. – СПб., 1997, Вып. 49, с. 492–503.

296. **Массель Л.В., Наумов В.А.** Один подход к разработке информационного обеспечения исследований больших систем энергетики // Системы энергетики – тенденции развития и методы управления. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980, Т.1, с.281–291.

297. **Макагонова Н.Н., Массель Л.В.** Средства информационного обеспечения прикладных задач (диалоговая система для взаимодействия пользователя–непрограммиста с базами данных). – Иркутск, 1980, 37 с. – (Препр./ СЭИ СО АН СССР; № 3).

298. **Бумагин В.И., Макагонова Н.Н, Массель Л.В. и др.** Организация информационного обеспечения исследований систем энергетики на основе СУБД «Спектр» // Системы энергетики: управление развитием и функционированием. Вычислительные средства имитационного моделирования больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН, 1986, Т.5, с. 32–41

299. **Белых С.Ю., Банщикова В.Б., Массель Л.В. и др.** Создание интегрированной базы данных для исследований живучести ЭК и СЭ // Современные проблемы системных исследований в энергетике (стендовые докл.). – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, с. 14–21.

300**. Макагонова Н.Н., Массель Л.В., Трипутина В.В.** Диалоговая система построения СУБД–ориентированных программных комплексов. – Препр. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990, 33 с.

301. **Макагонова Н.Н., Массель Л.В., Меренкова Н.Н и др.** Методы и программные средства для иследований живучести ЕСГ и ЕСН // Современные проблемы системных исследований в энергетике (стендовые докл.). – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, с. 21–27.

302. **Криворуцкий Л.Д., Массель Л.В., Макагонова Н.Н. и др.** Информационные технологии и информационная поддержка прогнозных исследований развития ТЭК региона // Региональные энергетические программы: методические основы и опыт разработки. – Новосибирск: Наука, 1995, с. 115–123.

303. **Орехова Л.Н.** Информационное обеспечение исследования развития угольной промышленности страны // Имитационный подход в исследованиях систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1989, с. 92–101.

304. **Грабер С.** Введение в SQL / Пер. с англ. – М.: ЛОРИ, 1996, 364 с.

305. **Трипутина В.В.** SQL как средство стандартизации интерфейсов с базами данных / Препр. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2000, 32 с.

306. **Трипутина В.В.** Разработка информационного обеспечения исследований энергетики с применением новых информационных технологий // Системные исследования в энергетике: Тр. молодых ученых, вып. 29. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, с. 234–240.

307. **Массель Л.В., Макагонова Н.Н., Ершов А.Р. и др.** Применение современных информационных технологий для исследований ТЭК с позиций энергетической безопасности // Методические вопросы исследований надежности больших систем энергетики. Вып. 50. –Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1999, с. 60–69 .

308. **Массель Л.В., Ершов А.Р., Макагонова Н.Н., Трипутина В.В.** Система поддержки принятия решений для обеспечения энергетической безопасности // Энергетическая безопасность России. – Новосибирск: Наука, 1998, с.266–283.

309. **Попырин Л.С., Самусев В.И., Эпельштейн В.В**. Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок. – М.: Наука, 1981, 236 с.

310. **Скрипкин С.К.** Система автоматизированного синтеза программ // Методы управления физико–техническими системами энергетики в новых условиях. – Новосибирск: Наука, 1995, с. 281–284

311. **Массель Л.В.** Проблемно–ориентированный язык в системе информационного обеспечения исследований. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1981, 25 с. (Препр. / СЭИ СО РАН; № 3).

312. **Кучеров Ю.Н., Михайлов М.Ю., Цапах А.С.** Задачи и принципы построения прикладной интеллектуальной вычислительной системы моделирования ЭЭС // Имитационный подход в исследованиях систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1989, с. 62–68.

313. **Головщикова И.А., Каштанов Ю.Б., Перминова Э.В.** Инструментальная система синтеза логических моделей экспертных знаний // Имитационный подход в исследованиях систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1989, с. 68–70.

314. **Макагонова Н.Н., Массель Л.В., Ополяр О.В.** Интеллектуальный программный комплекс для исследований живучести систем энергетики: архитектура и реализация // Вычислительные технологии. – Новосибирск: ИВТ СО РАН, 1992, с. 217–222.

315. **Новорусский В.В.** Экспертные системы для решения задач диагностики, прогнозирования и управления функционированием энергетических систем и объектов (подходы к синтезу). – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1992, 108 с.

316. **Динамические** интеллектуальные системы в управлении и моделировании: матер. семинара. – М.: Центральный Российский Дом знаний, 1996, 146 с.

317. **Попов Э.В., Фоминых И.Б., Кисель Е.Б., Шапот М.Д**. Статические и динамические экспертные системы.– М.: Финансы и статистика, 1996.– 320 с.

318. **Массель Л.В., Трипутина В.В.** Геоинформационные технологии и их применение в ПК ИНТЭК //Интеграция информационных технологий в системных исследованиях энергетики / Массель Л.В., Болдырев Е.А., Макагонова Н.Н. и др. – Новосибирск: Наука, 2003, с. 129–177.

319. **Еделев А.В., Еникеева С.М., Сендеров С.М.** Информационное обеспечение при исследовании больших трубопроводных систем // Вычислительные технологии, т.4, № 5, 1999, с.30–35.

320. **Прокопченко Н.С.** Разработка проблемно–ориентированной ГИС для решения экологических задач в энергетике технологий // Системные исследования в энергетике: тр. молодых ученых. Вып. 29. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, с. 201–207.

321. **Горбань А.Н.**, Россиев Д.А. Нейронные сети на персональном компьютере. – Новосибирск: Наука, 1996, 276 с.

322. **Михайлов М.Ю**. Применение искусственных нейронных сетей для краткосрочного прогнозирования нагрузки // Методы управления физико–техническими системами энергетики в новых условиях. – Новосибирск: Наука, 1995, с. 82–86.

323. **Ершов А.Р., Массель Л.В.** Представление знаний с помощью нейросетей и перспективы их использования для оценки экстремальных ситуаций в энергетике и экологии // Сб. науч. тр. III конф.по искусственному интеллекту. – Тверь, 1992, т.2, с. 152.

324. **Массель Л.В., Макагонова Н.Н., Ершов А.Р.** Инструментальные средства построения современных информационных технологий Методы управления физико–техническими системами энергетики в новых условиях. – Новосибирск: Наука, 1995, с. 253–260.

325. **Калянов Г.Н.** CASE структурный системный анализ (автоматизация и применение). – М.: ЛОРИ, 1996, 142 с.

326. **Новоженов Ю.В.** Объектно–ориентированные технологии разработки сложных программных систем. – М., 1996, 114 с.

327. **Галатенко В., Таранов А.** Компонентная объектная модель JavaBeans // СУБД, №4, 1997, с. 31–38.

328. **Йордан Д., Аргила К.** Структурные модели в объектно–ориентированном анализе и проектировании. – М.: ЛОРИ, 1999, 264 с.

329. **Коуд П., Норт Д., Мейфилд М.** Объектные модели: стратегии, шаблоны, приложения. – М.: ЛОРИ, 1999, 434 с.

330. **Цикритзис Д., Лаховски Ф.** Модели данных: Пер. с англ. – М.: Финансы и статистика, 1985, 334 с.

331. **Маклаков С.В.** BPwin и ERwin. CASE-средства разработки информационных систем. – М.: ДИАЛОГ–МИФИ, 1999, 256 с.

332. **Массель Л.В., Болдырев Е.А., Макагонова Н.Н. и др.** Интеграция информационных технологий в системных исследованиях энергетики / под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2003, 320 с.

333. **Массель Г.Г.** Психологические аспекты пользовательского интерфейса современных компьютерных систем / Препр.– Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2000 (доп. Переизд. 2007), 42 (60) с.

334. **Массель Л.В.** Методы и технологии создания ИТ–инфраструктуры научных исследований // Тр. X Байкал. Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке, технике и образовании». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, с. 57–65.

335. **Массель Л.В., Болдырев Е.А., Макагонова Н.Н., Копайгородский А.Н., Черноусов А.В.** ИТ–инфраструктура научных исследований: методический подход и реализация // Вычислительные технологии, т.11, 2006, с.59–67.

336. **Копайгородский А.Н., Массель Л.В.** Разработка и интеграция основных компонентов информационной инфраструктуры научных исследований // Вестник ИрГТУ, № 2 (26), 2006, с. 20–24.

337. **Копайгородский А.Н., Массель Л.В.** Организация доступа к информационным объектам информационной инфраструктуры научных исследований // Тр. междунар. конф. «Вычислительные и информационные технологии в науке, технике и образовании», Том II. – Павлодар (Казахстан): ТОО НПФ «ЭКО», 2006, с. 473–480.

338. **Фейгин Д.** Концепция SOA // Открытые системы. 2004, №6, с.14 –18.

339. **Дубова Н.** SOA: подходы к реализации // Открытые системы. 2004, №6, с. 19 –25.

340. **Массель Л.В.** Сервис–ориентированная архитектура (SOA) как основа создания ИТ–инфраструктуры системных исследований в энергетике // Винеровские чтения: матер. регион. науч.–практ. конф., посвящ. 25–летию фак. Кибернетики. – Иркутск: ИрГТУ, 2005, с. 26–32.

341. **Массель Л.В., Подкаменный Д.В.** Создание распределенной вычислительной инфраструктуры исследований в энергетике // Вычислительные технологии, 2003, т.8, ч. II, с. 214–218.

342. **Болдырев Е.А.** Вычислительная инфраструктура научных исследований и подход к ее реализации // Тр. X Байкал. Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке, технике и образовании». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, ч.1, с.65–72.

343. **Массель Л.В., Черноусов А.В.** Интеграция унаследованных программных комплексов в ИТ–инфраструктуру научных исследований // Вестник ИрГТУ, 2006,– №2(26), т.3. с.29–34.

344. **Массель Л.В., Черноусов А.В.** Тенденции развития и инструменты создания программных комплексов для решения больших задач в исследованиях энергетики // Научный сервис в сети Интернет: решение больших задач: тр. Всерос. науч. конф. – М.: Изд–во МГУ, 2008, с. 403–406.

345. **Копайгородский А.Н.** Методы, модели и программные средства построения информационной инфраструктуры исследований в энергетике: автореф. дис…. канд. техн. наук.– Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, 25 с. Защищена 25.03.08, утв.11.07.2008.

346. **Черноусов А.В.** Модели, методы и базовые программные компоненты для создания вычислительной инфраструктуры в исследованиях энергетики: автореф. дис. … канд. техн. наук.– Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, 24 с. Защищена 25.03.08, утв. 11.07.2008.

347. **Massel L.V., Kopaygorodsky A.N., Chernousov A.V.** IT–infrastructure of research activities realized for the power engineering system researches // X Int. Conf. «Computer Science and Information Technologies», 2008. Turkey, Antalia, p. 106–111.

348. **Массель Л.В., Копайгородский А.Н., Аршинский В.Л.** Построение интеллектуальных систем для исследований энергетики на основе алгебраических сетей и онтологий: подход и реализация // Вычислительные технологии, Том 13, спец. вып. 1, 2008, с. 50–58.

349. **Ворожцова Т.Н., Макагонова Н.Н., Скрипкин С.К., Костюченко А.П.** Применение онтологий для моделирования IT–инфраструктуры и описания систем энергетики // Вычислительные технологии. Спец. вып. 1, 2008, Т. 13, с. 4–10.

350.**Ворожцова Т.Н., Скрипкин С.К.** Использование онтологий при моделировании программного комплекса // Вычислительные технологии, т.13, ч. I, 2008, с. 376–381.

351. **Макагонова Н.Н., Массель А.Г.** Возможности применения ситуационного анализа при исследовании проблемы энергетической безопасности // Информационные и математические технологии в науке и управлении // Тр. XIII Байкал. Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении».– Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, Т. 2, с. 236–240.

352. **Массель А.Г., Аршинский В.Л.** Применение когнитивного моделирования для ситуационного анализа проблемы энергетической безопасности // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – Иркутск: ИрГУПС, 2008, спец. вып., с. 75–80.

353. **Массель Л.В., Старостин П.А., Липовецкий А.С.** Элементы теории алгебраических сетей // Моделирование и обработка информации: сб. науч. тр. – М.: МФТИ, 2008, с. 139–147.

354. **Аршинский В.Л., Фартышев Д.А.** Моделирование ситуаций с использованием когнитивных карт и Joiner–сетей. // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – Иркутск: ИрГУПС, 2008, спец. вып., с. 148–151.

355. **Аршинский В.Л., Массель А.Г., Фартышев Д. А.** Мультиагентный программный комплекс для исследований проблемы энергетической безопасности // Тр. XIV Байкал. Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009, ч. III, с. 283–289.

356. **Шер И.А., Иващенко И.М., Массель Л.В., Шалагинов А.И.** Проект автоматизированной системы решения задач оптимального отраслевого планирования // Повышение эффективности БЭСМ–6: материалы по мат. обеспечению ЭВМ. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976, с. 181–185.

357. **Информационные** и математические технологии в науке и управлении // Тр. XII Байкал. Всерос. конф. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007, т. 1, 225 с.; т. 2, 245 с.; т. 3, 256 с.

358. **Информационные** и математические технологии в науке и управлении // Тр. XIII Байкал. Всерос. конф. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, т. 1, 323 с.; т. 2, 334 с.

359. **Информационные** и математические технологии в науке и управлении / Тр. XIV Байкал. Всерос. конф. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009, т. 1, 226 с.; т. 2, 280 с.; т.3, 325 с.

360. **Хамисов О.В.** Глобальная оптимизация функций с вогнутой опорной минорантой // ЖВМ и МФ, 2004, т. 47, №11, с. 1830–1842.

361. **Хамисов О.В.** Оптимизация и равновесное программирование // Методы исследования и моделирования технических, социальных и природных систем. – Новосибирск: Наука, 2003, с. 278–292.

362. **Зоркальцев В.И., Хамисов О.В.** Равновесные модели в экономике и энергетике. – Новосибирск: Наука, 2006, 221 с.

363. **Rockafellar R.T.** The Theory of Subgradients and its Applications to Problems of Optimization. Convex and Nonconvex Functions. Heldermann Verlag, Berlin, 1981, 107 p.

364. **Kelley J.E.** The cutting-plane method for solving convex programs // SIAM Jornal, v. 8, P. 703–712.

365. **Пиявский С.А.** Один алгоритм отыскания абсолютного экстремума функции // ЖВМ и МФ, 1972, Т. 12, №4, С. 886–896.

366. **Гамм А.З., Таирова Е.В., Хамисов О.В.** Нахождение равновесных точек в рыночных моделях ЭЭС // Известия РАН. Энергетика,. 2000 №6, с. 57–73.

367. **Таирова Е.В., Хамисов О.В.** О коалиционном поведении в рыночных моделях электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2002, №4, с. 40–47.

368. **Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В.** Методы управления теплоснабжением потребителей в условиях рынка // Известия РАН. Энергетика. 2009, №3, с. 27–36.

369. **Khamisov O.V.** An optimization approach to finding the Pareto and Nash equilibrium solutions in a mathematical model of energy systems functioning // Proc. of the Int. Workshop “Liberalization and modernization of power systems: operation and control problems”, Irkutsk, August 1–4, 2000, P. 84–88.

370. **Khamisov O.V., Podkovalnikov S.V., Kostenko P.V.** Game mathematical model to study power system interconnections in view of economic interests of participants: preliminary consideration. // Proc. of the Int. Conf. «Asian Energy Cooperation: Interstate Infrastructure and Energy Markets», Irkutsk, September 1–4, 2004, P. 321–324.

к главе 2

1. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития. – М.: Наука, 1979, 415 с.
2. **Разработка** методических основ прогнозирования, моделирования и управления НТП в энергетике (1 этап): отчет СЭИ СО АН СССР / Л.С. Беляев, Б.М. Каганович, А.М. Клер и др. – Иркутск, 1988, 72 с.
3. **Конопляник А.А.** Россия на формирующемся евроазиатском энергетическом пространстве: проблемы конкурентоспособности. – М.: ООО «Нестор Академик Паблишерз», 2003, 592 с.
4. **Мелентьев Л.А.** Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. – М.: Высш. шк., 1976, 336 с.
5. **Методы** исследования и управления системами энергетики / Л.С.Беляев, Н.И.Воропай, Ю.Д.Кононов и др. – Новосибирск: Наука, 1987, 373 с.
6. **Макаров А.А., Ханаева В.Н.** Комплекс математических моделей для оптимизации развития топливно-энергетического хозяйства // Методы математического моделирования в энергетике. – Иркутск: Вост.-Сиб. кн. Изд-во, 1966, с. 53–71.
7. **Кузнецов Ю.А., Макаров А.А., Мелентьев Л.А.** Система математических моделей для оптимизации перспективных энергетических балансов // Теплоэнергетика, 1966, №2, с. 5–15.
8. **Математическая** модель перспективного топливно–энергетического баланса мира: отчет СЭИ СО АН СССР / Л.С.Беляев, А.А.Папин, В.В.Баринов. – Иркутск, 1979, 238 с.
9. **Филиппов С.П., Лебедев А.В.** Вычислительные инструменты для глобальных энергетических исследований: Обзор. – Иркутск, 2003, 42 с. - Препринт ИСЭМ СО РАН; № 3
10. **Методы** и модели разработки региональных энергетических программ / Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, Г.В. Агафонов и др. – Новосибирск: Наука, 2003, 140 с.
11. **Кононов Ю.Д.** Особенности прогнозирования развития энергетики в новых социально–экономических условиях. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. Препр., 1997, 31 с.
12. **Методы** и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов и др. – Новосибирск: Наука, 2009, 178 с.
13. **Системные** исследования проблем энергетики / Л.С.Беляев, Б.Г.Санеев, С.П.Филиппов и др. – Новосибирск: Наука, 2000, 558 с.
14. **Long–term** strategies for mitigating global warming // Energy 1993, 18(5) – Special issue, ed. by N.Nakicenovic (IIASA).
15. **Nakicenovic N., Riahi K.** An assessment of technological change across selected energy scenarios. IIASA Rep. No. RR–02–005. 2002, 142 p.
16. **Technological** change and the environment / Ed. by Gruebler A., Nakicenovic N., Nordhaus W.D. Resources for the Future, Washington, DC, USA – IIASA. 2002, 407 p.
17. **Каганович Б.М., Филиппов С.П., Кавелин И.Я.** Прогнозные исследования технологий использования угля. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1984, 219 с.
18. **Шилкина О.О.** Экономическое обоснование использования углей Канско–Ачинского бассейна в современных условиях: дис. ... канд. экон. наук. – М., 2002, 130 с.
19. **Кейко А.В., Кучменко Е.В., Филиппов С.П., Павлов П.П.** Моделирование воздействия энергетики на качество воздуха. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1999, 44 с. – Препринт.
20. **Программа** энергосбережения в Иркутской области на период до 2005 года (основные положения). – Иркутск, 2000, 117 с.
21. **Филиппов С.П., Лебедев А.В.** Мультирегиональная динамическая модель мировой энергетической системы. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2003, 76 с. - Препринт № 4.
22. **Филиппов С.П., Лебедев А.В**. Программный комплекс для глобальных энергетических исследований. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2003, 44 с. - Препринт № 5.
23. **Марченко О.В.** Математическая модель энергосистемы с возобновляемыми источниками энергии // Изв. РАН. Энергетика, 2006, № 3, с. 154–161.
24. **Марченко О.В., Соломин С.В., Лебедев А.В.** Программный комплекс для исследования долгосрочных перспектив применения возобновляемых источников энергии в системах децентрализованного энергоснабжения // Вестник ИрГТУ, 2006, Т. 3, №2 (26), с. 102–109.

25. **Попов С.П., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф.** Экономическая оценка и масштабы применения энергоисточников малой мощности для изолированных потребителей // Междунар. науч.–практ. конф. «Малая энергетика-2002». – Москва, 2003, с. 200–208.

26. **Малая** энергетика Севера: проблемы и пути развития / И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, С.П. Попов, Н.А. Петров. – Новосибирск: Наука, 2004, 220 с.

27. **Маринченко А.Ю.** Оптимизационные исследования комбинированных теплопроизводящих установок с тепловыми насосами: дис. ... канд. техн. наук. – Иркутск, 2004.

28. **Клер А.М., Маринченко А.Ю.** Исследования газотурбинной установки с тепловым насосом с учетом переменного графика тепловой нагрузки // Тр. междунар. науч.–практ. конф. «Малая энергетика -2006». – Москва, 2006, с. 53–56.

29. **Кейко А.В., Свищев Д.Н., Козлов А.Н.** Газификация низкосортного твердого топлива: уровень и направления развития технологии. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007, 67 с.

30. **Каганович Б.М., Филиппов С.П., Анциферов Е. Г.** Эффективность энергетических технологий. – Новосибирск: Наука, 1989, 256 с.

31. **Каганович Б.М., Филиппов С.П., Анциферов Е.Г.** Моделирование термодинамических процессов. – Новосибирск: Наука, 1993, 101 с.

32. **Кейко А.В., Филиппов С.П., Каганович Б.М.** Химическая безопасность атмосферы и энергетика. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1995, 36 с. – Препринт.

33. **Каганович Б.М., Меренков А.П., Балышев О.А.** Элементы теории гетерогенных гидравлических цепей. – Новосибирск: Наука, 1997, 120 с.

34. **Каганович Б.М., Филиппов С.П**. Равновесная термодинамика и математическое программирование. – Новосибирск: Наука, 1995, 236 с.

35. **Горбань А.Н., Каганович Б.М., Филиппов С.П.** Термодинамические равновесия и экстремумы. Анализ областей достижимости и частичных равновесий в физико-химических и технических системах. – Новосибирск: Наука, 2001, 296 с.

36. **Филиппов С.П.** Исследования новых энергетических технологий и систем на долгосрочную перспективу: дисс. … докт. техн. наук. – Иркутск, 1997, 89 с.

37. **Кейко А.В., Ширкалин И.А., Филиппов С.П.** Вычислительные инструменты для термодинамического анализа. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1999, 47 с. - Препринт №9.

38. **Каганович Б.М.** Об осуществимости равновесий в физико–химических системах. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2002, 42 с. - Препринт.

39. **Шаманский В.А.** Термодинамическое моделирование шлакования поверхностей нагрева котлоагрегатов. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2004, 70 с. - Препринт.

40. **Каганович Б.М., Кейко А.В., Шаманский В.А., Ширкалин И.А**. Использование моделей осуществимости равновесий в анализе эффективности газотурбинных технологий в малой энергетике. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, 59 с. - Препринт.

41. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития - изд. 2-е, доп. – М.: Наука, 1983, 455 с.

42. **Беляев Л.С.** Компоненты системного подхода в энергетических исследованиях // Системы энергетики: управление развитием и функционированием: В 5 т. Т. 1: Методические вопросы системных исследований в энергетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1986, с. 4–11.

43. **Беляев Л.С., Савельев В.А.** Проблематика и возможная структура научной дисциплины «Общая энергетика» // Первые Мелентьевские теоретические чтения: сб. науч. тр. – М.: ИНЭИ АН СССР, ГКНТ СССР, 1990, с. 265–279.

44. **Беляев Л.С.** Научно–технический прогресс в энергетике: проблемы, эффективность, методы, модели // Системные оценки эффективности и выбор направлений научно-технического прогресса в энергетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990, с.10–19.

45. **Теоретические** основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев и др. – Новосибирск: Наука, 1986, 334 с.

46. **Методы** исследования и управления системами энергетики / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, Ю.Д. Кононов и др. – Новосибирск: Наука, 1987, 373 с.

47. **Кавелин И.Я., Каганович Б.М., Крутов А.Н., Филиппов С.П.** Методические вопросы долгосрочного прогнозирования новых энергетических технологий // Системы энергетики: управление развитием и функционированием: В 5 т. Т. 1: Методические вопросы системных исследований в энергетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1986, с. 81–91.

48. **The concept** of novel horizontally integrated energy systems: the case of zero emissions / W.Haefele, H.Barnett, J.Messner et al. // Kernforschungsanlage, Juelich GmbH, February 1984, 32 p.

49. **Integrated** Energy Systems: A Bridge to the Future / W.Hafele, T.H.Lee, V.Okorokov et al. IIASA, Vienna, Austria. 1990.

50. **Водород**. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение: Справ. изд./ Д.Ю. Гамбург, В.П. Семенов, Н.Ф. Дубовкин, Л.Н. Смирнова. – М.: Химия, 1989, 672 с.

51. **Столяревский А.Я.** Хемотермические циклы и установки аккумулирования энергии // Альтернативная энергетика и экология, 2005, 3(23), с. 45–58.

52. **Foell W.K.** Integrated energy system modeling and policy analysis^ A description of an IIASA research program / Rep. of IIASA No. WP–75–38. IIASA, Laxenburg, April 1975, 40 p.

53. **Kononov Yu.D., Sobolevsky V.M., Tyrtyshny V.N.** National economic efficiency of large scale integrated energy systems: evaluation method // Integrated energy systems. Ed. by V.Okorokov and A.Jiresova. IIASA – Czech Technical Univ. of Prague. – Prague: CTUP, 1989, p. 269–273.

54. **Tkachenko V.** Methods for the complex study of IES development problems // Integrated energy systems. Ed. by V.Okorokov and A.Jiresova. IIASA – Czech Technical Univ. of Prague. – Prague: CTUP, 1989, p. 319–329.

55. **Belyaev L.S., Filippov S.P., Kaganovich B.M.** Integrated energy system of the KAEC area – general concept, supposed structure and impacts // Integrated energy systems. Ed. by V.Okorokov and A.Jiresova. IIASA – Czech Technical Univ. of Prague. – Prague: CTUP, 1989, p. 236–247.

56. **Исследование** структуры технологий ИЭС: отчет / Беляев Л.С., Каганович Б.М., Филиппов С.П. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1987, 125 с.

57. **Prospects** for developing the coal–based technologies of electricity and heat production / Maslennikov V.M., Shterenberg B.J., Belyaev L.S., Kaganovich B.M., Filippov S.P. // Proc. of the 5th USSR–Japan energy symposium, October 1984, Tbilisi. – Tbilisi: Metsniereba, 1985, p. 59–74.

58. **Выбор** эффективных технологий использования канско–ачинских углей на длительную перспективу: отчет / Б.М. Каганович, С.П. Филиппов, И.Я. Кавелин. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1992, Т.1, 251 с.; Т.2., 233 с.

59. **Yamashita K., Barreto L.** Integrated energy systems for 21st century: Coal gasification for co–producing hydrogen, electricity and liquid fuels / Rep. of IIASA No. IR–03–039, Sept. 2003, 47 p.

60. **New** Center Emerging For Advanced Gasification: Biomass, Waste, Coal– to–Liquids for Fuels, Power // World Refining, 2005, 7 p.

61. **Клер А.М., Тюрина Э.А.** Математическое моделирование и технико–экономические исследования энерготехнологических установок синтеза метанола. – Новосибирск: Наука, 1998, 116 с.

62. **Тюрина Э.А.** Комбинированное производство искусственного жидкого топлива и электроэнергии: сопоставление технологий // Перспективы энергетики, 2002, 6, с. 377–384.

63. **Наумов Ю.В., Клименко А.В., Елагин Ю.П., Шевелев Я.В.** Методы оптимизации структуры ядерно–энергетической системы // Методы исследования и управления системами энергетики / под ред. А.П. Меренкова, Ю.Н. Руденко. – Новосибирск: Наука, 1987, с.166–193.

64. **Наумов Ю.В., Малевский А.Л., Лесных В.В., Владимиров В.Т.** Методы, критерии и модели при исследовании перспективных ядерных энергетических установок // Системные оценки эффективности и выбор направлений научно–технического прогресса в энергетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990, с. 62–68.

65. **Измайлов Л.Д., Федяев А.В.** Исследование параметров атомных ТЭЦ на основе системного подхода // Системный подход к выбору параметров оборудования АЭС. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1982, с.134–142.

66. **Измайлов Л.Д., Кочанов С.А., Федяев А.В., Федяева О.Н.** Исследование системной эффективности и масштабов развития источников теплоты // Системные оценки эффективности и выбор направлений научно–технического прогресса в энергетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990, с. 49–58.

67. **Марченко О.В., Кашин А.П., Лозбин В.И., Максимов М.З.** Методы расчета термоэлектрических генераторов. – Новосибирск: Наука, 1995, 222 с.

68. **Корольков Б.П.** Динамика процессов в циркуляционных контурах энергетических установок // Системы энергетики: управление развитием и функционированием. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1986. – Т.1, с. 91–101.

69. **Покусаев Б.Г., Казенин Д.А., Таиров Э.А., Чижиков С.А.** Моделирование ударных процессов при аварийном набросе мощности в сборке твэлов // Теплоэнергетика, 1999, 3, с. 53–62.

70. **Балышев О.А., Таиров Э.А.** Анализ переходных и стационарных процессов в трубопроводных системах: теоретические и экспериментальные аспекты. – Новосибирск: Наука, 1998, 164 с.

71. **Scenarios** of nuclear power growth in the 21st century. Centre de Geopolitique de l'Energie et des Matieres Premieres. Paris, France, 2002, 80 p.

72. **Зубцов В.М.** О подавлении ионизационных волн в плазме инертных газов при полной ионизации присадки щелочного металла // Proc. of 8th Int. Conf. on MHD Electrical Power Generation. – Moscow, 1983. – Vol. 1, p. 152–155.

73. **Зубцов В.М., Овсянников А.Л., Сафронова О.Н.** Исследования термодинамической эффективности тепловых схем с МГД-генератором замкнутого цикла // Исследование перспективных энергетических технологий. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1995, с.117–129.

74. **Маринченко Т.М.** Технико-экономическая и экологическая эффективность угольных энергоустановок с МГД–генераторами замкнутого цикла различных типов: дисс. … канд. техн. наук. – Иркутск, 2004, 131 с.

75. **Глобальное** энергоснабжение с компонентами космического базирования: отчет СЭИ СО РАН / Л.С. Беляев, С.П. Филиппов, Г.Б. Славин и др. – Иркутск; М., 1993, 191 с.

76. **Филиппов С.П., Беляев Л.С.** Перспективы энергоснабжения Земли из Космоса // Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы. – Новосибирск: Наука, 2004, с.269–281.

77. **Перепелица А.Л.** Пирогенетическое окускование углей Иркутского бассейна. – М.: Изд-во АН СССР, 1963, 220 с.

78. **Перепелица А.Л., Гусев Н.З.** Применение твердого теплоносителя в схеме непрерывного полукоксования углей Иркутского бассейна. – М.: Изд-во АН СССР, 1963, 144 с.

79. **Козлов А.Н., Кейко А.В.** Применение термического анализа для определения технических характеристик твердого топлива // Вестник Иркутского гос. тех. ун–та, 2007, №2.

80. **Свищев Д.А., Козлов А.Н., Кейко А.В.** Учет макрокинетики в термодинамическом моделировании процессов слоевой газификации // Научно–технические ведомости СПбГПУ, 2008, 1, с. 18–24.

81. **Козлов А.Н.** Изменение характеристик твердого топлива по ходу его конверсии // Системные исследования в энергетике. Вып. 37. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007.

82. **Каганович Б.М., Кейко А.В, Шаманский В.А**. Равновесное термодинамическое моделирование диссипативных макроскопических систем. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007, 76 с.

83. **Кейко А.В.** Задачи прогнозных исследований НТП в энергетике // Тр. V Мелентьевских теоретических чтений. Звенигород, декабрь 2003 г. – М.: ИНЭИ РАН, 2004, с. 225–244.

84. **Gorban A.N., Karlin I.V.** Invariant manifolds for physical and chemical kinetics. Lecture Notes in Physics, Vol. 660. – Berlin, Heidelberg: Springer, 2005.

85. **Gorban A.N., Kazantis N., Keverkidis I.G., Ottinger H.C., Theodoropoulos C.** Model Reduction and Coarse–Graining Approaches for Multiscale Phenomena. – Berlin, Heidelberg: Springer, 2007, p. 561.

86. **Горбань А.Н.** Обход равновесия: уравнения химической кинетики и их термодинамический анализ. – Новосибирск: Наука, 1984.– 226 с.

87. **Feinberg M.** Recent results in optimal reactor synthesis region theory // Chem. Eng. Sci. 1999; Vol. 54, № 7, p. 2535–2544.

88. **Gorban A.N., Kaganovich B.M., Filippov S.P, Keiko A.V., Shamansky V.A., Shirkalin I.A.** Thermodynamic Equilibria and Extrema Analisis of Attainability Regions and Partial Equilibria. – Springer. 2006, 282 p.

89. **Лагранж Ж.** Аналитическая механика. – М.; Л.: ГОНТИ, 1938., Т.1., 348 с.

90. **Гиббс Д.В.** О равновесии гетерогенных веществ // Термодинамика. Статистическая механика. – М.: Наука, 1982, с. 61–349.

91. **Вальрас Л.** Элементы чистой политической экономии. – М.: Изограф, 2000, 448 с.

92. **Кирхгоф Г.** О выводе закона Ома, согласующемся с теорией электростатики // Избр. тр. – М.: Наука, 1988, с. 189 – 193.

93. **Ehrenfest P.** Collected Scientific Papers. – North–Holland, Amsterdam: 1959, p. 213–300.

94. **Ehrenfest P., Ehrenfest T.** The Conceptual Foundations of the Statistical Approach in Mechanics. New York: Dover Publications, Inc., 2002, 114 p.

95. **Gorban A.N., Karlin I.V., Öttinger H.C., Tatariniva J.J.** Ehrenfest's argument extended to a formalism of nonequilibrium thermodynamics // Physical Reviews E. 2001. Vol. 63, p. 1–6.

96. **Планк М.** Теория теплового излучения. – М.; Л.: ГИТИ, 1935, 210 с.

97. **Эйнштейн А.** К теории возникновения и поглощения света // Собр. науч. тр.: В 4 т. – М.: Наука, 1966, Т. 3, с. 128–133.

98. **Эйнштейн А.** Теория опалесценции в однородных жидкостях и жидких смесях вблизи критического состояния // Собр. науч. тр.: В 4 т. – М.: Наука, 1966, Т. 3, с. 216 – 236.

99. **Эйнштейн А.** Элементарная теория броуновского движения // Собр. науч. тр.: В 4 т. – М.: Наука, 1966, Т. 3, с. 155–163.

100. **Пригожин И.Р., Кондепуди Д.** Современная термодинамика. От тепловых двигателей до диссипативных структур. – М.: Мир, 2002, 461 с.

101. **Об аварии** на АЭС «Тримайл-Айленд – 2» // Атомная энергия, 1979, Т. 47, Вып. 1, с. 61–63.

102. **Экспресс-** информация № 15 (1193). 8 апреля 1980 г. - М.: ЦНИИАТОМИНФОРМ.

103. **Кириллов П.Л.** Некоторые проблемы теплообмена при авариях ядерных реакторов // Теплоэнергетика, 1996, № 3, с. 2–8.

104. **Саркисов А.А., Пучков В.Н.** Физические основы эксплуатации ядерных паропроизводящих установок. - М.: Энергоатомиздат, 1989, 504 с.

105. **Sobajima M., Fujushiro T.** Examination of the destructive forces on the Chermobil accident based on NSSR experiments // Nucl. Eng. and Design. 1988. V. 106. № 2. P. 179–190.

106. **Могард Х., Дьюрле С., Гроднес М. и др.** Влияние высокомощных переходных процессов на рабочее состояние топлива легководных реакторов / Избр. тр. междунар. конф. по безопасности атомной энергетики «NUCSAFE». 2–7 окт. 1988, Авиньон, Франция. - М.: ИАЭ. 1989, Т. 1, с. 302–313.

107. **Борчевкин Ю.С., Корольков Б.П., Пупин А.А., Таиров Э.А.** Физическая модель для исследования нестационарных процессов в энергетических парогенераторах // Изв. СО АН СССР. Сер. техн. Наук, 1975, Вып. 3, с. 104–110.

108. **Каталог** экспериментальных установок для исследований в области ядерной энергетики. - М.: Госпроматомнадзор СССР. 1990. 90 с.

109. **Тихонов Э.П., Таиров Э.А., Гусев А.Н., Селиванова М.П.** Измерение плотности двухфазных потоков радиоизотопным методом со случайным опорным процессом // Теплоэнергетика, 1992, № 2, с. 50–52.

110. **Premoli A.** An Experimental investigation on voiding of power channels cooled by stream – water mixbiere // Energia Nucleare. 1969. Vol. 16. № 10. P. 625–632.

111. **Борчевкин Ю.С., Корольков Б.П.** О механизмах развития теплогидродинамических процессов при разгерметизации парогенерирующего канала // Теплоэнергетика, 1980, № 11, с. 62–66.

112. **Borchevkin Yu.S., Korolkov B.P.** Numerical and Experimental Investigation of Heat Transfer During a Blowdown Experiment // Heat Transfer Nuclear Reactor Safety Seminar. Dubrovnik. Sept. 1 – 5. 1980. Washington e.a. 1982. P.631–642.

113. **Борчевкин Ю.С., Шангареева Е.Ю.** Динамика двухфазного потока при разрыве парогенерирующего канала // Теплофизические аспекты безопасности ВВЭР: тр. междунар. семинара «Теплофизика – 90». 25–28 сент. 1990 г. – Обнинск, 1991, Т. 2, с.162–166.

114. **Анализ** условий возникновения термического запирания парогенерирующего канала при его разгерметизации: отчет о НИР / СЭИ. Отв. исп. Ю.С. Борчевкин. – Иркутск, 1987, 214 с.

115. **Мысенков А.И., Просёлков В.Н.** Поведение твэлов ВВЭР в гипотетической аварии с выбросом регулирующих стержней // Атомная энергия, 1984, Т. 56, Вып. 2, с.111–113.

116. **Сакураи А., Сиоцу М.** Теплообмен при нестационарном кипении в большом объеме // Ч.1. Перегрев поверхности нагрева в момент закипания. Теплопередача. Сер. С, 1997, № 4, с. 46–54.

117. **Сакураи А., Сиоцу М.** Коэффициент теплоотдачи и критическая плотность теплового потока // Теплопередача. Сер. С, 1997, № 4, с.54–61.

118. **Покусаев Б.Г., Таиров Э.А., Худяков Д.В.** Динамика давления при импульсном тепловыделении в канале с теплоносителем // Теплофизика высоких температур, 1993, Т. 31, № 4, с. 581–585.

119. **Таиров Э.А.** Экспериментальное исследование быстрых теплогидравлических процессов в водоохлаждаемом канале при импульсных тепловыделениях // Исследование новых энергетических технологий: тр. СЭИ. - Иркутск, 1995, с.75–85.

120. **Покусаев Б.Г., Таиров Э.А.** Ударные процессы при импульсном увеличении мощности в кольцевом канале // Теплофизика высоких температур, 1997, Т. 35, № 1, с. 93–98.

121. **Покусаев Б.Г., Таиров Э.А., Казенин Д.А., Сысков Л.В.** Исследование вскипания недогретой воды при импульсном тепловыделении // Тепломассообмен ММФ – 2000. Т. 5: Тепломассообмен в двухфазных системах. – Минск, 2000, с. 77–86.

122. **Сю.** О предельных размерах впадин на поверхностях нагрева, являющихся активными центрами парообразования // Теплопередача, 1962, № 3, с. 19–29.

123. **Толубинский В.И.** Теплообмен при кипении. - Киев: Наукова думка, 1980, 318 с.

124. **Таиров Э.А., Покусаев Б.Г., Гриценко М.Ю.** Экспериментальное исследование начала взрывного вскипания воды при росте температуры стенки // Тр. РНКТ–3. Т. 4: Кипение, кризисы кипения, закризисный теплообмен. - М.: Изд-во МЭИ, 2002, с. 177–180.

125. **Tairov E.A., Gritsenko M.Yu.** Pressure Rise At Shock Boiling Of Liquid At The Wall // Proceedings of The ASME – ZSIS Intern. Thermal Seminar II. Bled, Slovenia. June 13 – 16, 2004. Ljubljana: ZSIS. 2004. P. 657–663.

126. **Филиппов Г.А., Богоявленский Р.Г., Авдеев А.А.** Перспективы создания прямоточных микротвэльных ядерных реакторов с перегревом пара // Тяжелое машиностроение, 2002, № 1, с. 43–51.

127. **Накоряков В.Е., Покусаев Б.Г., Шрейбер И.Р.** Волновая динамика газо- и парожидкостных сред. - М.: Энергоатомиздат, 1990, 248 с.

128. **Нигматулин Р.И.** Динамика многофазных сред. Т. 2. - М.: Наука, 1987, 359 с.

129. **Семенов Н.И., Костерин Р.И.** Результаты исследования скоростей звука в движущихся газожидкостных смесях // Теплоэнергетика, 1964, № 6, с. 46–51.

130. **Grolmes M.A., Fauske H.K.** Comparison of propagation characteristics of compression and rarefaction pressure pulses in two – phase, one – component bubble flow // Trans. Amer. Nucl. Soc. 1968. V. 11. № 2. P. 683.

131. **Kokernak R., Fedman G.** Velocity of sound in two – phases flow of R1 // American Society of Heating Refrigeration And Air – Conditioning Engineers Journal. 1972. № 2. P. 35.

132. **Уоллис Г.** Одномерные двухфазные течения. - М.: Мир. 1972. 440 с.

133. **Покусаев Б.Г., Таиров Э.А., Гриценко М.Ю.** Распространение возмущений давления в пористой среде при фильтрации двухфазного потока // ТВТ, 2004, Т. 42, № 6, с. 947–953.

134. **Ландау Л.Д., Лившиц Е.М.** Теоретическая физика. Т. 6: Гидродинамика. - М.: Наука. 1988, 736 с.

135. **Таиров Э.А., Покусаев Б.Г., Васильев С.А.** Распространение волн давления в шаровой засыпке при фильтрации двухфазного потока // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2008, Вып. 1, с. 24 – 31.

136. **Александров А.А., Григорьев Б.А.** Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. - М.: Изд-во МЭИ. 1999. 168 с.

137. **Pokusaev B.G., Tairov E.A., Vasilyev S.A.** Low Frequency Pressure Waves in a Vapor-Liquid Medium with a Fixed Layer of Spherical Particles // Acoustical Physics. 2010. Vol. 56, №3, p.328–334.

138. **Hotes H.** Die Durchrechnung des Warmekreisprozesses von Dampfkraftwerken mit digiralen Rechenautomaten. – AEG-Mitteilungen, 1960, vol. 50, N 6/7, S. 277 – 283.

139. **Tarton P.Y.** Digital computer programmes for steam cycle analysis. – Mechanical Power, 1961, N 10.

140. **Zens R.** Ein Programm system fur die electronische Berechnung von Kreis-prozessen bei Dempfturbinenanlagen. – Siemens-Zeitschrift, 1963, N 7/8, S. 521 – 527, 615 – 625.

141. **Вульман Ф.А.** Расчет тепловых схем мощных паротурбинных установок на быстродействующей электронной вычислительной машине // Теплоэнергетика, 1963, № 9, с. 2 – 8.

142. **Попырин Л.С., Каплун С.М.** К комплексной оптимизации параметров тепловых электростанций // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1964, № 4, с. 608–620.

143. **Левенталь Г.Б., Попырин Л.С.** Комплексная оптимизация параметров тепловых электростанций различных типов при использовании ЭЦВМ // Докл. VII Мировой энергетической конференции, 1968.

144. **Попырин Л.С., Каплун С.М., Анишкова А.Г.** Оптимизация компоновки поверхностей нагрева котлоагрегата методом динамического программирования // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1966, № 5.

145. **Попырин Л.С, Пшеничнов Н.Н.** Методика выбора оптимальных значений конечных параметров и рационального профиля низкопотенциальной части паротурбинных установок с использованием ЭВМ. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1965.

146. **Попырин Л. С, Пшеничнов Н.Н.** Определение оптимальных значений конечных параметров и характеристик конденсационной установки турбоагрегата К-500-240 с использованием электронных вычислительных машин // Электрические станции, 1964, №8.

147. **Попырин Л.С., Каплун С.М.** Определение оптимальных параметров крупных паротурбинных блоков // Изв. АН СССР Энергетика и транспорт, 1967, № 4.

148. **Попырин Л.С., Пшеничнов Н.Н., Рощин А.М.** Расчетные исследования МГД-генераторов открытого цикла // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1968, № 5.

149. **Попырин Л.С., Трущелев В.И., Шварцберг А.И.** Технико-экономическая оптимизация параметров парогазовой установки, работающей на парогазовой смеси // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1967, № 6.

150. **Левенталь Г.Б., Попырин Л.С.** Оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1970, 352 с.

151. **Шубенко-Шубин Л.А., Палагин А.А.** Математическое моделирование тепловых схем паротурбинных установок // Вопросы оптимизации и расчета паротурбинных блоков большой мощности. - Саратов: СПИ, 1969, с. 83 – 100. (Науч. тр. Сарат. Политех. ин-та; Вып. 39).

152. **Палагин А.А.** Логически-числовая модель турбоустановки // Проблемы машиностроения. - Киев: Наукова думка, 1975, вып. 2, с. 103–106.

153. **Кроу К., Гамилец А., Хоффман Т.** и др. Математическое моделирование химических производств. – М.: Мир, 1973, 392 с.

154. **El-Masri M.A.** 1988. GASCAN – an interactive code for thermal analysis of GAS turbine systems // Trans ASME, J. Eng Power, vol. 110, no 2, pp. 201-209, April //Energy system analysis, Gas turbine.

155. **Карпов В.Г., ПопыринЛ.С., Самусев В.И., Эпельштейн В.В.** Автоматизация построения программ для расчета схем теплоэнергетических установок // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 1, с. 129 – 137.

156. **Карпов В.Г., Эпельштейн В.В.** Автоматическое построение алгоритмов решения одного класса задач, описанных на языке соотношений // Методы оптимизации и их приложения. - Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974, с. 112 – 149.

157. **Самусев В.И., Эпельштейн В.В.** Система автоматизации составления программ решения задач на моделях для ЦВМ БЭСМ-6 // Методы автоматического построения математических моделей теплоэнергетических установок. - Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976, с. 27–39.

158. **Попырин Л.С., Самусев В.И., Эпельштейн В.В.** Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок. – М.: Наука, 1981, 236 с.

159. **Bourgeouis F., Lassale Y.-C.** An extension of the Munkres algorithm for the assignment problem to rectangular matrices. Communes of ACM. – 1971. – Vol. 14, N 12. – P.802 – 804.

160. **Карпов В.Г., Кесельман Д.Я., Подкорытов В.Н.** Алгоритм преобразования ориентированного графа в бесконтурный // Тр. Иркут. городского семинара по прикладной математике. – Иркутск, 1969, Вып. 1, С. 64 – 81.

161. **Попырин Л.С, Наумов Ю.В**. Оптимизация теплосиловой части АЭС с водоохлаждаемыми реакторами // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1972, № 2, с. 140–149.

162. **Методы** математического моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок / под ред. Г.Б. Левенталя и Л.С. Попырина. – М.: Наука, 1972, 223 с.

163. **Методы** математического моделирования теплосиловых систем / под ред. Л.С. Попырина. – Новосибирск: Наука, 1976, 318 с.

164. **Клер А.М., Самусев В.И.** Оптимизация режимных параметров при проектировании теплосиловой части ТЭЦ // Методы комплексной оптимизации энергетических установок. – Иркутск, 1977, с. 59–73.

165. **Фиакко А., Мак-Корник Г.** Нелинейное программирование. Методы последовательной безусловной минимизации. – М.: Мир, 1972, 240 с.

166. **Учет** неопределенности исходной информации / под ред. Л.С. Беляева. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1973, 156 с.

167. **Методические** положения по выполнению оптимизационных (технико-экономических) расчетов в энергетике при неоднозначности исходной информации / под ред. Л.А. Мелентьева. - М., 1977, 51 с.

168. **Фактор** неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики / под ред. Л.С. Беляева, А.П. Меренкова и Л.С. Попырина. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974, Т. 1, 253 с; Т. 3, 166 с.

169. **Попырин Л.С.** Методика выполнения оптимизационных расчетов энергетических объектов при неоднозначности исходной информации. – Теплоэнергетика, 1980, № 2, 27 – 32 с.

170. **Попырин Л.С.** Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1978, 416 с.

171. **Каплун С.М.** Оптимизация надёжности энергоустановок. - Новосибирск: Наука, 1982, 270 с.

172. **Каплун С.М., Попырин Л.С.** Вопросы исследования надежности теплоэнергетических установок на стадии проектирования // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 4, с. 128–139.

173. **Быков В.М., Гладышев Г.П., Каплун С.М.** и др. Проблемы обеспечения оптимальной надежности электрогенерирующего оборудования // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1976, № 1, с. 56–66.

174. **Клер А.М., Деканова Н.П., Щёголева Т.П.** и др. Методы оптимизации сложных теплоэнергетических установок – Новосибирск: Наука, 1993, 116 с.

175. **Бояринов А.И., Кафаров В.В.** Методы оптимизации в химической технологии. – 2-е изд. – М.: Химия, 1975, 576 с.

176. **Калафати Д.Д., Попалов В.В.** Оптимизация теплообменников по эффективности теплообмена. – М.: Энергоатомиздат, 1986, 152 с. (Экономия топлива и электроэнергии).

177. **Каневец Г.Е.** Обобщенные методы расчета теплообменников. – Киев: Наук. думка, 1979, 351 с.

178. **Кафаров В.В., Мешалкин В.П., Гурьева Л.В.** Оптимизация теплообменных процессов и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988, 192 с.

179. **Кафаров В.В., Мешалкин В.П., Перов В.Л**. Математические основы автоматизированного проектирования химических производств. – М.: Энергоатомиздат, 1979, 320 с.

180. **Рубинштейн Я.М., Щепетильников М.И.** Расчет влияния изменения в тепловой схеме на экономичность электростанций. – М.: Энергия, 1969, 223 с.

181. **Гольштейн Е.Г.** Выпуклое программирование (элементы теории). – М.: Наука, 1970, 68 с.

182. **Гилл Ф., Мюррей У., Райт М.** Практическая оптимизация: пер. с англ. – М.: Мир, 1985, 510 с.

183. **Юдин Д.В., Гольдштейн Е.Г.** Линейное программирование. Теория, методы и приложения. – М.: Наука, 1969, 424 с.

184. **Grossman I.E., Sargent R.W.H.** // Comput. Chem. Eng. – 1978. – Vol. 2. – P. 1.

185. **Kesler M.G., Parker R.O.** Optimal networks of heat exchange // Chem. Eng. Progr. Symp. Ser. – 1969. – Vol. 65, N 92. – P. 111–120.

186. **Kler A.M., Mai V.A., Skripkin S.K.** A System for Computer-Based Creation of Static and Dynamic Mathematical Models of Thermal Power Plants // Expert Systems and Computer Simulation in Energy Engineering. – Erlangen, Germany. – 1992. – P. (22–4-1) – (22–4-3).

187. **Kler A.M., Potanina Y.M., Zubtsov V.M.** Comparison of energy and economic efficiency of combined cycle systems with low- and high-temperature coal gasification//Pr. of 5th Intern. Symposium on CO_2 Fixation and Efficient Utilization of Energy, Tokyo, Japan, March 4 – 6, 2002. – Tokyo, 2002. – P. 337–341.

188. **Клер А.М., Деканова Н.П., Потанина Ю.М**. Методика синтеза оптимальных схем теплоэнергетических установок // Изв. РАН. Энергетика, 2006, №3, с.76–85.

189. **Клер А.М., Маринченко А.Ю.** Оптимизационные исследования комбинированной теплопроизводящей установки с тепловым насосом// Теплофизика и аэромеханика, 2003, Т. 10, № 3, с. 465–476.

190. **Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А.** и др. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования. – Новосибирск: Наука, 2005, 236 с.

191. **Клер А.М., Прусова Н.М., Тюрина Э.А.** и др. Математическое моделирование и технико-экономические исследования энерготехнологических установок синтеза метанола // Изв. РАН. Энергетика, 1994, №3, с.129–137.

192. **Клер А.М., Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Тюрина Э.А.** Оценка эффективности различных технологий дальнего транспорта энергии // Изв. РАН. Энергетика, 2000, №2, с.36–43.

193. **Клер А.М., Санеев Б.Г., Тюрина Э.А.** и др. Перспективы развития новых технологий производств и транспорта энергии // Системные исследования проблем энергетики / Л.С. Беляев, Б.Г. Санеев, С.П. Филипов и др.; под ред. Н.И. Воропая. - Новосибирск: Наука, 2000, С. 135– 144.

194. **Клер А.М., Тюрина Э.А.** Перспективные технологии переработки твердого и газообразного топлива в искусственное жидкое топливо // Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы / Л.С. Беляев, А.В. Лагерев, В.В. Посекалин и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2004, с. 239–247.

195. **Клер А.М., Тюрина Э.А.** Дальний транспорт энергии в страны СВА: оценка эффективности использования метанола и диметилового эфира в качестве энергоносителей // Перспективы энергетики, 2005, Т. 9, с.69–78.

196. **Тюрина Э.А.** Исследование технологий комбинированного производства искусственного жидкого топлива и электроэнергии из природного газа // Изв. РАН. Энергетика, 2005, №2, с. 17–25.

197. **Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А.** Оптимизация параметров энерготехнологических установок в условиях случайного характера исходной информации // Теплофизика и аэромеханика, 2003, Т. 10, №1, с. 135–145.

198. **Клер А.М., Маринченко А.Ю., Сушко С.Н.** Оптимизация угольной паротурбинной установки малой мощности с учетом переменных условий ее функционирования // Перспективы энергетики, 2007, Т. 11, с. 29–41.

199. **Клер А.М., Максимов А.С., Маринченко А.Ю.** Определение технико-экономических показателей комбинированной теплопроизводящей установки с учётом переменного графика тепловой нагрузки // Сб. НГТУ. Энергетика и теплотехника. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007, Вып. 11, с. 21–31.

200. **Клер А.М., Платонов Л.А., Тюрина Э.А.** Оптимизация технической системы добычи, переработки и транспорта энергоносителей // Изв.РАН. Энергетика, 2004, № 1, с. 57–71.

201. **Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К.** и др. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. – Новосибирск: Наука, 1997, 120 с.

202. **Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л.** Оптимизация режимов работы ТЭЦ с использованием быстродействующих математических моделей теплофикационных паровых турбин // Теплофизика и аэромеханика, 2006, № 1, т. 13, с. 159–167.

203. **Клер А.М., Деканова Н.П., Санеев Б.Г.** и др. Оптимизация развития и функционирования автономных энергетических систем. – Новосибирск: Наука, 2001, 144 с.

204. **Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. и др**. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования // Теплоэнергетика, 2009, № 6, с. 53–57.

205. **Жарков П.В., Клер А.М.** Оптимизация динамических процессов в котельном агрегате с использованием его нелинейной математической модели // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2008, , № 1 (53), с. 41–49.

206. **Клер А.М., Тюрина Э.А., Медников А.С.** Исследование технологии комбинированного производства водорода и электроэнергии из угля // Изв. РАН. Энергетика, 2007, № 2, с. 145–153.

207. **Тюрина Э.А., Медников А.С.** Перспективные технологии производства синтетических топлив и электроэнергии из угля с системами удаления CO_2 // Научно технические ведомости СПбГПУ, 2008, № 1(53), с. 31–41.

208. **Тюрина Э.А., Степанов В.В.** Энерготехнологические установки комбинированного получения сжиженного природного газа и электроэнергии с извлечением гелия // Теплоэнергетика, 2009, № 7, с. 39–43.

209. **Ackermann T., Goeran A., Lennart S.** Distributed generation: a definition // Electric power systems research, 2001, 57, p. 195–204.

210. **World** survey of decentralized energy 2004. Rep. of WADE. Edinburgh, 2004, 36 p.

211. **Status** of gasification in countries participating in the IEA Bioenergy gasification activity. Rep. of IEA. Netherlands, 2001, 62 p.

212. **The future** of CHP in the European market – The European cogeneration study. Rep. of the Future Cogen Project (no. 4.1031/P/99–169). Brussels, 2001, 88 p.

213. **Decentralised** generation: development of EU policy. Rep. no. ECN–C–02–075, DECENT Project. Netherlands, 2002, 86 p.

214. **Филиппов С.П., Кейко А.В.** Децентрализация систем энергоснабжения: тенденции и перспективы // Тр. VI Мелентьевских теоретических чтений. Иркутск, декабрь 2008 г. – Москва: ИНЭИ РАН, 2009.

215. **Парижская** конвенция по охране промышленной собственности от 20 марта 1883 г.

216. **Инновационные** приоритеты государства / под ред. А.А. Дынкина, Н.И. Ивановой. – М.: Наука, 2005, 275 с.

217. **Симонов Н.С.** Военно–промышленный комплекс СССР в 1920–1950–е годы: темпы экономического роста, структура, организация производства и управление. – М.: РОССПЭН, 1996, 336 с.

218. **Ковальчук А.Б.** Методическая концепция разработки Комплексного прогноза НТП в энергетике на период до 2015 г. // Системные оценки эффективности и выбор направлений научно–технического прогресса в энергетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990, с.19–27.

219. **Анализ** перспектив технологического развития ключевых секторов российской экономики в рамках формирования научно–технологического Форсайта / Отчет о НИР Межведомственного аналитического центра по госконтракту № 02.511.11.1002 от 04.04.2007. – М., 2008.

220. **Соколов А.В.** Форсайт: взгляд в будущее // Форсайт, 2007, № 1, с. 8–15.

221. **Форсайт** как инновационный инструмент формирования перспективной конкурентоспособности страны и региона в условиях глобализации // Тр. Первой всероссийской интернет–конференции. Иркутск, октябрь 2006 г. / под ред. Н.Я.Калюжновой. – Иркутск: ИГУ, 2007, 201 с.

222. **Dalkey N.C., Helmer–Hirschberg O.** An experimental application of the Delphi method to the use of experts. RAND Report RM–727–PR, 1962.

223. **Концепция** долгосрочного прогноза научно–технологического развития Российской Федерации на период до 2025 года. Одобрена Межведомственной комиссией по научно–инновационной политике при МОН РФ, Протокол от 27.12.2006 № 3.

224. **Долгосрочный** прогноз научно-технологического развития Российской Федерации (до 2025 года). Проект. – М., 2008. – 606 с.

225. **Волчкова Н.** Сага о форсайте // Поиск, 12 декабря 2008 г., с. 3–4.

226. **Беляев Л.С., Подковальников С.В.** Рынок в электроэнергетике: проблемы развития генерирующих мощностей. – Новосибирск: Наука, 2004, 220 с.

227. **Кейко А.В., Клер А.М.** Определение приоритетов развития энергетических технологий // Энергетика России: проблемы и перспективы: тр. Науч. сессии РАН / Общ. собрание РАН 19–21.12.2005; под ред. В.Е. Фортова, Ю.Г. Леонова; РАН. – М.: Наука, 2006, с. 139–153.

228. **Институту** энергетических исследований РАН – 25 лет / под ред. А.А.Макарова. – М.: ИНЭИ РАН, 2010, 160 с.

229. **Степанов В.С., Степанова Т.Б.** Потенциал и резервы энергосбережения в промышленности. - Новосибирск: Наука, 1990, 248 с.

230. **Степанов В.С., Степанова Т.Б**. Эффективность использования энергии. - Новосибирск: Наука, 1994, 257 с.

к главе 3

1. **Единая** энергосистема России / Н.В. Лисицын, Ф.Я. Морозов, А.А. Окин, В.А. Семенов. – М.: Изд-во МЭИ, 1999, 284 с.

2. **Горнштейн В.М.** Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями. – М.: Госэнергоиздат, 1949, 336 с.

3. **Маркович И.М.** Энергетические системы и их режимы. – М.: Госэнергоиздат, 1952, 352 с.

4. **Фазылов Х.Ф.** Теория и методы расчета электрических систем. – Ташкент: Изд-во АН УзССР, 1953, 284 с.

5. **О проблеме** управления Единой электроэнергетической системой СССР / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, Л.А. Мелентьев и др. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 6, с. 7–16.

6. **Характеристика** и взаимосвязь задач управления единой электроэнергетической системой СССР на различных территориальных и временных уровнях / В.А. Веников, Л.А. Мелентьев, Ю.Н. Руденко и др. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 6, с. 17–23.

7. **Горский Ю.М.**, **Руденко Ю.Н.** Принципы построения структуры управления режимами единой электроэнергетической системы СССР // Изв. АН ССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 6, с. 24–35.

8. **Руденко Ю.Н.** Автоматизированные системы диспетчерского управления ЕЭЭС СССР // Вести АН СССР, 1987, № 10, С. 23–32.

9. **Управление** мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай, В.В. Ершевич, Я.Н. Лугинский и др.; под ред. С.А. Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1984, 256 с.

10. **Система** алгоритмов управления режимами Единой электроэнергетической системы СССР / А.З. Гамм, Л.А. Крумм, Н.А. Мурашко и др. // Кибернетика и моделирование в энергетике. – М.: Наука, 1972, с. 29–40.

11. **Совалов С.А.** Режимы Единой энергосистемы. – М.: Энергоатомиздат, 1983, 384 с.

12. **Автоматизация** управления энергообъединениями / В.В. Гончуков, В.В. Горнштейн, Л.А. Крумм и др. – Новосибирск: Наука, 1991, 294 с.

13. **Баринов В.А.**, **Совалов С.А.** Режимы энергосистем: методы анализа и управления. – М.: Энергоатомиздат, 1990, 440 с.

14. **Крумм Л.А.** Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. – Новосибирск: Наука, 1977, 368 с.

15. **Арзамасцев Д.А.**, **Бартоломей П.И., Холян А.М.** АСУ и оптимизация режимов энергосистем. – М.: Высш. шк., 1983, 208 с.

16. **Анализ** и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем / Н.А. Мурашко, Ю.А. Охорзин, Л.А. Крумм и др. – Новосибирск: Наука, 1987, 240 с.

17. **Автоматизированная** система оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами / О.Н. Войтов, О.П. Воронин, А.З. Гамм и др. – Новосибирск: Наука, 1986, 424 с.

18. **Методы** решения задач реального времени в электроэнергетике / А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров, С.И. Паламарчук и др. – Новосибирск: Наука, 1991, 294 с.

19. **Гамм А.З.** Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976, 220 с.

20**. Руденко Ю.Н.**, **Чельцов М.Б.** Надежность и резервирование в электроэнергетических системах: методы исследования. – Новосибирск: Наука, 1974, 264 с.

21. **Розанов М.Н.** Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984, 200 с.

22. **Анализ** неоднородностей электроэнергетических систем / О.Н. Войтов, Н.И. Воропай, А.З. Гамм и др. – Новосибирск: Наука, 1999, 256 с.

23. **Solving** several problems of power systems using spectral and singular analyses / A.Z. Gamm, I.I. Golub, Z.A. Styczynski, A. Bachry // IEEE Trans. on Power Systems. 2005. Vol. 20, №.1, P.138-148.

24. **Воропай Н.И.**, **Ефимов Д.Н., Решетов В.И**. Анализ механизмов развития системных аварий в электроэнергетических системах // Электричество, 2008, № 10, с. 12-24.

25. **Ушаков Е.И.** Разделение движений при исследовании переходных процессов и устойчивости ЭЭС // Изв. РАН. Энергетика, 2000, № 6, с. 74-86.

26. **Blackout** prevention in the United States, Europe and Russia / Yu.V. Makarov, V.I. Reshetov, V.A. Stroev, N.I. Voropai. // Proc. of the IEEE. 2005. Vol. 93. № 11, с. 1942-1955.

27. **Смирнов С.С.**, **Коверникова Л.И.** Нормализация уровней напряжений высших гармоник в сетях высокого напряжения // Электричество, 2000, № 11, с. 25-31.

28. **Гамм А.З., Колосок И.Н.** Обнаружение плохих данных в телеизмерениях в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 2000, 152 с.

29. **Гамм А.З.**, **Голуб И.И.** Наблюдаемость электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1991, 200 с.

30. **Гамм А.З.**, **Гришин Ю.А.** Распределенная обработка информации в автоматизированных системах управления энергосистемами // Распределенная обработка информации: тр. 5-го междунар. семинара. – Новосибирск, 1995, с. 243-247.

31. **Ушаков Е.И.** Статическая устойчивость электрических систем. – Новосибирск: Наука, 1988, 273 с.

32. **Войтов О.Н.,** Мантров В.А., Семенова Л.В. Анализ несимметричных режимов электроэнергетических систем и управление ими // Электричество, 1999, №10, с. 2-6.

33. **Войтов О.Н.**, **Зоркальцев В.И., Филатов А.Ю.** Алгоритмы определения допустимых режимов электроэнергетических систем // Изв. РАН. Энергетика, 2000, № 6, с. 54-60.

34. **Гамм А.З.**, **Голуб И.И.** Адресность активной и реактивной мощности в электрической сети // Электричество, 2003, № 3, с. 9-16.

35. **Fedotova G.A.**, **Voropai N.I.** A technique of generation equipment maintenance scheduling in deregulated electric power systems // Int. Conf. DRPT'2008, Nanjing, China, April 6-9. – Nanji, 2008, 7 p.

36. **Гамм А.З.** Компромиссное управление хозяйственно независимыми электроэнергетическими системами // Изв. РАН. Энергетика, 1993, № 1, с. 48-57.

37. **Гамм А.З.** Моделирование рынка технических услуг электроэнергетических систем // Изв. РАН. Энергетика, 1997, № 1, с. 116-122.

38. **Паламарчук С.И.** Использование гибких контрактов на поставку электроэнергии и их взаимодействие с краткосрочными рынками // Изв. РАН. Энергетика, 2004, № 1, с. 85-97.

39. **Паламарчук С.И.** Компромиссное планирование двусторонних договоров на поставку электроэнергии // Изв. РАН. Энергетика, 2008, № 4, с. 24-38.

40. **Воропай Н.И.**, **Решетов В.И.** Принципы организации противоаварийного управления электроэнергетическими системами в рыночных условиях // Электрические станции, 2005, № 6, с. 2-8.

41. **Координированное** противоаварийное управление нагрузкой и устройствами FACTS / Н.И. Воропай, П.В. Этингов, А.С. Удалов и др. // Электричество, 2005, № 10, с. 25-37.

42. **Panasetsky D.A.**, **Etingov P.V., Voropai N.I.** Multiagent approach to emergency control of power system // Int. Conf. DRPT'2008, Nanjing, China, April 6-9. Nanji, 2008, 6 p.

43. **Колосок И.Н.**, **Заика Р.А.** Исследование эффективности применения генетических алгоритмов для достоверизации телеизмерений при оценивании состояния ЭЭС // Изв. РАН. Энергетика, 2003, № 6, с. 39-46.

44. **Воропай Н.И.**, **Этингов П.В.** Развитие методов адаптации нечетких АРВ для повышения динамической устойчивости сложных электроэнергетических систем // Электричество, 2003, № 11, с. 13-19.

45. **Колосок И.Н.**, **Пальцев А.С.** Применение мультиагентного подхода при декомпозиции задачи оценивания состояния ЭЭС // Проблемы энергетики, 2008, № 11–12/1, с. 66-71.

46. **Воропай Н.И.**, **Кроль А.М., Новорусский В.В.** Разработка интеллектуальных средств поддержки решений по восстановлению энергообъединений после аварий // Изв. РАН. Энергетика, 1996, № 1, с. 14-22.

47. **Автоматизированные** диспетчерские системы нового поколения / А.З. Гамм, В.А. Семенов, Ю.Н. Кучеров и др. – М.: ЭЛТЕМ, 1999, 368 с.

48. **Воропай Н.И.** Задачи повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления электроэнергетическими системами // Энергоэксперт, 2009, № 24, с. 36-41.

49. **Intelligent** coordinated operation and emergency control in electric power systems / N.I. Voropai, I.N. Kolosok, V.G. Kurbatsky et.al. // IFAC Conf. on Contr. Methodol. and Technol. for Energy Efficiency, Vilamoura, Portugal, March 29-31, 2010, 6 p.

50. **Хасилев В.Я.** Элементы теории гидравлических цепей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1964, № 11, с. 69-88.

51. **Хасилев В.Я.** Линейные и линеаризованные преобразования схем гидравлических цепей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1964, № 12, с. 231-243.

52. **Меренков А.П., Хасилев В.Я.** Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985, 278 с.

53. **Анатолий** Петрович Меренков. Научное наследие. Воспоминания близких. Документы. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006, 654 с.

54. **Математическое** моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения /А.П. Меренков, Е.В. Сеннова, С.В. Сумароков и др. – Новосибирск: Наука, 1992, 407 с.

55. **Методы** и алгоритмы расчета тепловых сетей / В.Я. Хасилев, А.П. Меренков, Б.М. Каганович и др. – М.: Энергия, 1978, 176 с.

56. **Сумароков С.В.** Математическое моделирование систем водоснабжения. – Новосибирск: Наука, 1983, 167 с.

57. **Сеннова Е.В., Сидлер В.Г.** Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. – Новосибирск, 1985, 222 с.

58. **Каганович Б.М., Меренков А.П., Балышев О.А.** Элементы теории гетерогенных гидравлических цепей. – Новосибирск: Наука, 1997, 120 с.

59. **Новицкий Н.Н.** Оценивание параметров гидравлических цепей. – Новосибирск: Наука, 1998, 214 с.

60. **Гидравлические** цепи. Развитие теории и приложения // Н.Н. Новицкий, Е.В. Сеннова, М.Г. Сухарев и др. – Новосибирск: Наука, 2000, 273 с.

61. **Трубопроводные** системы энергетики: модели, приложения, информационные технологи / А.А. Атавин, А.М. Карасевич, М.Г. Сухарев и др. – М.: Нефть и газ, 2000, 320 с.

62. **Трубопроводные** системы энергетики: управление развитием и функционированием / Н.Н. Новицкий, Е.В. Сеннова, М.Г. Сухарев и др. /под ред. А.Д. Тевяшева. – Новосибирск: Наука, 2004, 494 с.

63. **Трубопроводные** системы энергетики: методы математического моделирования и оптимизации: сб. науч. тр. /под ред. Н.Н. Новицкого. – Новосибирск: Наука, 2007, 259 с.

64. **Трубопроводные** системы энергетики: развитие методов математического моделирования и оптимизации /В.К. Аверьянов, Н.Н. Новицкий, М.Г. Сухарев и др. – Новосибирск: Наука, 2008, 312 с.

65. **Морев А.А., Новицкий Н.Н.** Комплекс программ для гидравлического расчета и исследования особенностей функционирования систем многониточных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1981, № 8, с. 18-20.

66. **Расчет** послеаварийных гидравлических режимов / В.Г. Сидлер, С.В. Сумароков, В.Р. Чупин и др. // Водоснабжение и санитарная техника, 1989, № 2, с. 4-5.

67. **Методы** управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях / Н.И. Воропай, Е.В. Сеннова, Н.Н. Новицкий и др. – Новосибирск: Наука, 1995, 334 с.

68. **Новицкий Н.Н.** Элементы теории и методов сетевой идентификации трубопроводных систем // Изв. РАН. Энергетика, 2000, № 6, с. 87–97.

69. **Епифанов С.П., Новицкий Н.Н.** Методы построения матриц чувствительности гидравлических цепей // Моделирование технических и природных систем: тр. XIII Междунар. школы-семинара «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, Т. 5, 2005, с. 125–130.

70. **Новицкий Н.Н., Токарев В.В., Шалагинова З.И.,** Алексеев А.В. Опыт разработки и применения информационно-вычислительных комплексов для расчета и организации режимов работы крупных систем теплоснабжения: тр. Междунар. науч. конф. «Энергетика и рыночная экономика». – Улан-Батор, 2005, с. 323–329.

71. **Новицкий Н.Н., Дикин И.И.** Расчет допустимых режимов работы трубопроводных сетей методом внутренних точек // Изв. РАН. Энергетика, 2003, № 5, с. 104–115.

72. **Новицкий Н.Н., Алексеев А.В., Епифанов С.П.** Развитие методов теории гидравлических цепей для расчета технологически допустимых гидравлических режимов трубопроводных систем // Изв. РАН. Энергетика, 2006, № 6, с. 125–135.

73. **Новицкий Н.Н, Фролов В.П., Епифанов С.П.** Методы и программные средства для расчета и оптимизации эксплуатационных режимов систем поддержания пластового давления //Нефт. хоз-во, 2003, № 11, с. 71–73.

74. **Алексеев А.В., Новицкий Н.Н., Шалагинова З.И.,** Токарев В.В. Механизмы поддержки многоуровневых информационных и математических моделей трубопроводных систем и их реализация// Информационные и математические технологии в научных исследованиях: тр. XI междунар. конф. «Информационные и математические технологии в научных исследованиях». – Иркутск, 2006, Ч. 1, с. 7–14.

75. **Шифринсон Б.Л.** Основной расчет тепловых сетей. Теория и методы расчета. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1940, 188 с.

76. **Меренков А.П.** Применение ЭВМ для оптимизации разветвленных тепловых сетей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1963, № 3, с. 531–537.

77. **Каганович Б.М.** Дискретная оптимизация тепловых сетей. – Новосибирск: Наука, 1978, 88 с.

78. **Сумароков С.В.** Метод решения многоэкстремальной сетевой задачи // Экономика и мат. методы, 1976, Т. 12, № 5, с. 1016–1018.

79. **Храмов А.В.** Программно-вычислительный комплекс СОСНА как инструмент для реализации и исследования алгоритмов оптимального синтеза гидравлических систем //Пакеты прикладных программ: методы, разработки. – Новосибирск, 1981, с. 174–182.

80. **Стенников В.А., Сеннова Е.В., Ощепкова Т.Б.** Методы комплексной оптимизации развития теплоснабжающих систем // Известия РАН. Энергетика, 2006, № 3, с. 44–54.

81. **Сеннова Е.В.** Оптимизация развития и реконструкции теплоснабжающих систем с учетом требований надежности: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Иркутск, 1990, 50 с.

82. **Некрасова О.А., Хасилев В.Я**. Оптимальное дерево трубопроводной системы // Экономика и мат. методы, 1970, Т. 4, вып. 3, с. 427–432.

83. **Меренкова Н.Н., Сеннова Е.В., Стенников В.А.** Схемно-структурная оптимизация систем централизованного теплоснабжения // Электронное моделирование, 1982, № 6, с. 76–81.

84. **Стенников В.А.** Методы комплексного преобразования систем централизованного теплоснабжения в новых экономических условиях: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Иркутск, 2002, 50 с.

85. **СНиП 41-02-2003** «Тепловые сети» – М.: ГП ЦПП, 2003, 48 с.

86. **Такайшвили М.К., Хасилев В.Я.** Об основах методики расчета и резервирования тепловых сетей // Теплоэнергетика, 1972, № 4, с. 14–19.

87. **Сеннова Е.В.** Методика анализа надежности развивающихся систем теплоснабжения: автореф. дис….канд. техн. наук. – Новосибирск, 1975, 24 с.

88. **Надежность** систем энергетики и их оборудования: справ. изд. В 4 т. – Т. 4: Надежность систем теплоснабжения / Е.В. Сеннова, А.В. Смирнов, А.А. Ионин и др. – Новосибирск: Наука, 2000, 351 с.

89. **Стенников В.А., Постников И.В.** Комплексная оценка надежности теплоснабжения потребителей // Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем. – СПб, 2006, с. 36–37.

90. **Оптимальный** синтез многоконтурных систем с нагруженным резервированием / А.П. Меренков, Т.Б. Ощепкова, С.В. Сумароков и др. // Системы энергетики – тенденции развития и методы управления. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980, Т.1, с. 180–192.

91. **Сеннова Е.В., Стенников В.А.** Оптимизация теплоснабжающих систем и принципы их построения в условиях конкуренции // Пятые Мелентьевские теоретические чтения: сб. научн. тр. – Москва, 2004, с. 167–179.

92. **Энергетика** XXI века: системы энергетики и управление ими /С.В. Подковальников, С.М. Сендеров, В.А. Стенников и др. – Новосибирск: Наука, 2004.

93. **Стенников В.А., Соколов П.А.** Энергосбережение в тепловом хозяйстве России //Труды Международной конференции «Энергосберегающие технологии и окружающая среда». – Иркутск, 2004, с. 20–28.

94. **Стенников В.А., Стенников Н.В.** Повышение эффективности теплоснабжения путем организации совместной работы источников тепла // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. – Иркутск: ИрГТУ, 2005, с. 337–342.

95. **Стенников Н.В.** Методы комплексной реконструкции теплоснабжающих систем при совместной работе источников на единые тепловые сети: автореф. дис…. канд. техн. наук. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009, 26 с.

96. **Меренков А.П., Сеннова Е.В., Стенников В.А.** Проблемы преобразования теплового хозяйства России // Изв. РАН. Энергетика, 1992, № 6, с. 3-10.

97. **Стенников В.А.** Технико-экономические основы преобразования теплоснабжающих систем // ТЭК, 2004, № 1, с. 66–68.

98. **Стенников В.А.** Проблемы развития теплового хозяйства России и пути их решения. – М.: ИНП РАН, 2008, 93 с.

99. **Меренков А.П.,** Сеннова Е.В. Вопросы надежности крупных теплоснабжающих систем // Изв. РАН. Энергетика, 1991, № 6, с. 121-128.

100. **Мирошниченко В.В., Сеннова Е.В., Стенников В.А.** Исследование зависимости затрат на резервирование от типа и мощности теплоснабжающей системы //Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. 1989, вып. 36, с. 40–47.

101. **Федяев А.В., Федяева О.Н.** Оценка рисков при сравнении вариантов систем теплоснабжения (на примере Иркутской области) // Изв. РАН. Энергетика, 2006, № 3, с. 37–43.

102. **Стенников В.А., Мазитов В.В.** / Информационные технологии в науке и управлении. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, Ч.1, с. 84–91

103. **Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В.** Методы управления теплоснабжением потребителей в условиях рынка // Изв. РАН. Энергетика, 2009, № 3, с. 27–36.

104. **Меренков А.П., Илькевич Н.И., Окунева С.Т.** Схема корректировки детализации решений при многоуровневой оптимизации развития ЕСГ в рамках энергетического комплекса // Методы анализа и оптимального синтеза трубопроводных систем. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1991, с. 54–65.

105. **Илькевич Н.И.** Научно-методические основы многоуровневого моделирования и оптимизации развития систем газоснабжения: автореф. дис. … д-ра техн. наук. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2003, 51с.

106. **Идельчик В.И.** К вопросу о влиянии погрешностей исходных данных на результат расчета стационарного режима энергосистем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1968, № 2, с. 9–15.

107. **Гамм А.З., Крумм Л.А.** Методы оптимизации режима сложных электроэнергетических систем при случайном характере исходной информации // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1972, № 1, с. 46–60.

108. **Идельчик В.И., Крумм Л.А.** К расчету режимов электроэнергетических систем при неопределенном характере исходной информации // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 3, с. 10–17.

109. **Идельчик В.И.** К вопросу о влиянии погрешностей исходных данных на результат расчета стационарного режима энергосистем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1968, № 2, с. 9–15.

110. **Pechon J., Piercy D., Tinney W.F.,** Twelt O.Y. Sensitivity of power systems // IEEE Trans.Power Appar. and Syst. 1968, Vol. 89, № 8, p. 1381–1388.

111. **Баринов В.А., Совалов С.А.** Режимы энергосистем: методы анализа и управления. – М.: Энергоатомиздат, 1980, 390 с.

112. **A. Tiranuchit, R. J. Thomas** «A posturing strategy against voltage instabilities in electric power systems» // IEEE Trans. on Power Systems. Vol.3, № 1, Feb. 1988, p. 87–93.

113. **Fetzer E.E., Anderson P.M.** Observability in the state estimation of power systems // IEEE Trans. Power Appar. and Syst. 1975. Vol. 94, № 6, p. 1981–1988.

114. **Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И.** и др. Оценивание состояния в электроэнергетике. – М.: Наука, 1983, 320 с.

115. **Веников В.А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1985, 536 с.

116. **Гровер Б.А., Колонский Т.В., Литвинов Е.Г.,** Окин А.А. Противоаварийное управление в сложной схеме сети // Электр. станции, 1986, № 9, с. 56–61.

117. **Wasley R.G., Danesdoost M.** Identification and ranking of critical contingencies in dependent variable scale // IEEE Trans. Power Appar. and Syst. 1983, Vol. 102, № 4, p. 881–892.

118. **Науменко В.Д.** Определение опасного по условиям устойчивости сечения энергосистемы // Автоматическое управление и противоаварийная автоматика в крупных энергообъединениях. – Л.: Энергоатомиздат, 1987, с. 42–45.

119. **Лукашов Э.С., Калюжный А.Х., Лизалек Н.Н.** Длительные переходные процессы в энергетических системах. – Новосибирск: Наука, 1985, 198 с.

120. **Воропай Н.И., Калюжный А.Х., Лизалек Н.Н.** Длительные переходные процессы в энергосистемах (методы анализа и управления). – М.: Информэнерго, 1988, 78 с.

121. **Dorsey J., Schlueter R.A.** Global and local dynamic equivalents based on structural archetypes for coherency // IEEE Trans. Power Appar and Syst. 1983. Vol. 102, № 6, p. 1793–1801.

122. **Веников В.А., Жуков Л.А., Поспелов Г.Е.** Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей. – М.: Высш. шк., 1975, 344 с.

123. **Воропай Н.И.** Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука, 1981, 110 с.

124. **Воропай Н.И.** Методы эквивалентирования электроэнергетических систем при больших возмущениях (обзор литературы). – Иркутск: СЭИ, 1973, 124 с. (Деп. в ВИНИТИ, № 6521-73).

125. **Воропай Н.И.** Использование метода функции Ляпунова при упрощении математических моделей динамики электроэнергетических систем // Тез. докл. Всес. науч.-технич. совещания «Эквивалентирование ЭЭС для управления их режимами». – М.: Информэнерго, 1987.

126. **Абраменкова Н.А., Воропай Н.И., Заславская Т.Б.** Построение иерархической системы моделей для исследования динамических свойств электроэнергетических систем // Имитационный подход при управлении функционированием ЭЭС. – Иркутск: СЭИ, 1989, с. 11–20.

127. **Воропай Н.И.** Эквивалентирование электроэнергетических систем при больших возмущениях // Электричество, 1975, № 9, с. 6–13.

128. **Voropai N.I.** Simplification of the mathematical models of power systems in the dynamic processes of different length // Proc. 8th PSCC, Helsinki, 19-24 Aug. 1984. – L: Butterworth, 1984, p. 883–887.

129. **Воропай Н.И., Ефимов Д.Н., Шутов Г.В.** О формировании расчетных схем при исследовании надежности электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Иркутск, СЭИ СО АН, 1991, с. 147–156.

130. **Абраменкова Н.А., Воропай Н.И., Заславская Т.Б.** Структурный анализ электроэнергетических систем (в задачах моделирования и синтеза). – Новосибирск: Наука, 1990, 224 с.

131. **Воропай Н.И.** Методы анализа и исследование динамических свойств электроэнергетических систем при существенных структурных изменениях и больших возмущениях: дис. на соиск. уч. степени д-ра техн. наук. – Иркутск, 1989, 320 с.

132. **Ефимов Д.Н.** Формализация выбора расчетных условий в исследований ЭЭС с учетом ее динамических свойств // Тр. XX конф. научной молодежи СЭИ. – Иркутск, 1990, 13 с. (Деп. в ВИНИТИ 28.08.90; № 4827-В90).

133. **Agarkov O.A., Efimov D.N., Necryachenko O.G.** Complex analysis of dynamic properties of electric power systems // Proc. of EPRI-SEI joint Seminar on methods for solving the problems on energy, power system development and control. – Beijing, China, 1991, (Pt II), p. 65–76.

134. **Voropai N.I., Krol A.M.** Equivalencing power system models by the long-term transients //Proc. Int. Conf. Power Syst. Techn. August 18-23, 1991. – Beijing, China, 1991, p.181–188.

135. **Давыдов В.В., Неуймин В.Г., Сактоев В.Е.** Определение критических сечений энергосистем в предельных режимах //Изв. РАН. Энергетика, 1992, №1, с. 74–80.

136. **Агарков О.А., Воропай Н.И., Ефимов Д.Н.,** Некряченко О.Г. Комплексный анализ динамических свойств электроэнергетических систем // Изв. РАН. Энергетика, 1992, №4, с. 55–62.

137. **Агарков О.А., Войтов О.Н., Воропай Н.И.,** Гамм А.З., Голуб И.И. Два подхода к анализу слабых мест электроэнергетических систем // Изв. РАН. Энергетика, 1992, № 6, с. 21–30.

138. **Agarkov O.A., Gamm F.Z., Golub I.I.,** Voitov O.N. et al. Methods for analysis of bottlenecks in power systems // Тр. 2-го рос.-кит. семинара по методическим вопросам энергетики. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1992, с. 76–83.

139. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Обнаружение слабых мест в электроэнергетической системе // Изв. РАН. Энергетика, 1993, № 3, с. 83–92.

140. **Гамм А.З., Голуб И.И., Нгуен Тхи Бак Кинь**. О проблеме слабых мест в ЭЭС // Современные проблемы системных исследований в энергетике. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1990, с. 44–51.

141. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Обнаружение слабых мест ЭЭС и синтез равнопрочной схемы // X научная конференция «Моделирование ЭЭС». – Каунас, 1991, с. 29–30.

142. **Gamm A.Z., Golub I.I.** The problem of bottlenecks in electric power systems // EPRI-SEI joint seminar on methods for solving the problems on energy power system development and control. – Beijing, China, 1992, p.32–34.

143. **Voropai N.I.** The problem of large electric power system survivability //Stockholm Power Tech. Proc., Power Syst., June 18-22, 1995, p.357–362.

144. **Gamm A.Z., Golub I.I.** The problem of weak places in electric power systems // Stockholm Power Tech. Proc., Power Syst., June 18-22, 1995, p. 542–546.

145. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Сенсоры и слабые места электроэнергетических систем. – Иркутск, СЭИ СО РАН, 1996, 99 с.

146. **Малышев А.Н.** Введение в вычислительную линейную алгебру. – Новосибирск: Наука, 1991, 229 с.

147. **Воропай Н.И., Gamm A.Z., Golub I.I,** Ефимов Д.Н. Distributed energy storage for power systems-Selected problems. – Aachen, Германия: 1998, p. 32–37.

148. **Gamm A.Z., Golub I.I., Schneider P.W.,** Styczynski Z.A. Power network operation parameters in distribution system with energy storages //Proc. 1999 Int. Scientific.Conf APE. – Jurata, Poland, 1999, p. 35–42.

149. **Gamm A.Z., Golub I.I.** Application of singular analysis to operating reliability of electric power systems // Proc. 1997 Int. Scientific.Conf APE. – Jurata, Poland, 1997, p. 193–201.

150. **Gamm A.Z., Golub I.I.** Tkachev Localization of test points for measurement of power quality indices presented //Proc. 2001 Int Conf.Electrical Power Engineering Power Teechnology.

151. **Гамм А.З., Голуб И.И.,Ткачев А.А.** Локализация контрольных точек для измерения показателей качества электрической энергии // Электричество, № 10, 2000, p. 31–35.

152. **Gamm A.Z., Golub I.I.** Impact of allocation factors on electric power system control // – St. Petersburg Power Tech, 2005, rep. 649.

153. **Gamm A.Z., Golub I.I., Bershansky R.V.** Detection of weak ties and cutsets by singular analysis. // Archiwum Energetyki, 2009, T. 39, №1, p. 7–16.

154. **Воропай Н.И.** Теория систем для электроэнергетиков: учеб. пособие. – Новосибирск: Наука, 2000, 273 с.

155. **Voropai N.I., Shutov G.V.** Fuzzy sets in evaluating the dynamic properties of electric power systems // Power Engineering. 1982, Vol. 20, № 5, p. 36–44.

156. **Agarkov O.A., Kychakov V.P., Voropai N.I.** Transient stability studies of bulk power systems using the simplified and detailed mathematical models // Proc. 9th PSCC, Cascais, Portugal, 30Aug.–4Sept. 1987. – L.: Butterworths, 1987, p. 617–621.

157. **Агарков О.А., Воропай Н.И., Кычаков В.П.** Исследование эффективности сверхпроводящих накопителей электрической энергии для повышения устойчивости и живучести электроэнергетических систем // Системные оценки эффективности и выбор направлений технического прогресса в энергетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990, p. 116–123.

158. **Agarkov O.A., Voropai N.I., Abramenkova N.A**., Zaslavskaya T.B. Structual analysis in power system stability studies//Proc.10th PSCC, Graz, – Austria, Aug.30–Sept.3, 1990, p.152–159.

159. **Voropai N.I., Shutov G.V.** Dynamic properties of bulk power interconnections // Electrical Power and Energy Systems, 1996, Vol. 18, № 3, p. 161–165.

160. **Мельников Н.А., Молохия И.М.** Возможности сокращения объема информации для определения рабочего режима электрической сети //Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 1, с. 143–147.

161. **Богданов В.А.** Информационная модель электрической сети автоматизированной системы диспетчерского управления// Электричество, 1973, № 5, с. 1–7.

162. **Schweppe F.C., Wildes J.** Power system static state estimation. Pt 1: Exact model //IEEE Trans. PAS, 1970, № 1, p. 120–125.

163. **Гамм А.З.** Методологические вопросы оценивания состояния и идентификации в электроэнергетических системах //Вопросы оценивания и идентификации в энергетических системах. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974, p. 29–51.

164. **Гамм А.З., Голуб И.И., Кесельман Д.Я.** Наблюдаемость электроэнергетических систем //Электричество, 1975, № 9, с. 1–7.

165. **Clements K.A., Wollenberg B. F.** An algorithm for observability determination in power system state estimation // Proc. IEEE PES Summer Meeting. – San Francisco, CA, 1975, paper A75 447–3.

166. **Голуб И.И.** Синтез системы информационно- измерительного обеспечения для АСДУ ЭЭС //Энергетика и транспорт, 1989, № 2, с. 19-27.

167. **Майника Э.** Алгоритмы оптимизации на сетях и графах. – М.: Мир, 1981, 333 с.

168. **Маклецов А.М., Русанов А.И., Федоров Д.А.** Оптимизация контрольных замеров в ЭЭС // //Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. – Новосибирск: Наука, 1985, с. 181–184.

169. **Голуб И.И.** Учет надежности при синтезе систем сбора данных в ЭЭС // Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. – Новосибирск: Наука, 1985, с. 169–175.

170. **Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И.,** Гришин, Ю.А, Колосок И.Н. Оценивание состояния в электроэнергетике. – М: Наука, 1983, 302 с.

171. **Гамм А.З., Голуб И.И., Ополева Г.Н.** Некоторые задачи анализа режима электроэнергетических систем по данным измерений //Электричество, 1984, № 6, с. 1–6.

172. **Гамм А.З.** Нелинейная наблюдаемость электроэнергетических систем //Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1980, № 2, с. 3–14.

173. **Голуб И.И.** Методы выбора избыточного состава измерений для АСДУ. //Алгоритмы обработки данных в электроэнергетике. – Иркутск, СЭИ СО АН СССР, 1982, с. 38–4.

174. **Гамм А.З.** О ценности информации при управлении нормальными режимами электроэнергетической системы //Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. – Новосибирск: Наука, 1985, с. 12–23.

175. **Гамм А.З.** О синтезе систем сбора данных для оценивания электроэнергетических систем //Электронное моделирование, 1981, № 2, с. 65–70.

176. **Голуб И.И.** Комплекс «Расстановка ТМ» для выбора состава измерений в ЭЭС. // Статистическая обработка оперативной информации в электроэнергетических системах. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1982, с. 161–174.

177. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Синтез систем сбора данных для оценивания состояния ЭЭС // Systemy electroenergetyczne ecsploatacja i rozvoj, prace naukowe Inst. Energoelectriki Politechiki Wroclawskiej. – Wroclaw, 1985, с.138–142.

178. **Голуб И.И., Бычкова Н.В.** Диалоговый комплекс программ «Расстановка ТМ-Д». Современные проблемы системных исследований в энергетике. – Иркутск, СЭИ СО АН СССР, 1990, с. 51–72.

179. **Голуб И.И., Бычкова Н.В.** Диалоговый подход к синтезу информационно- измерительного обеспечения АСДУ ЭЭС. Информационное обеспечение в диспетчерском управлении. – Каунас, 1989, с. 108–110.

180. **Голуб И.И., Бычкова Н.В., Курбацкий В.Г.** Некоторые вопросы синтеза информационно- измерительного обеспечения АСДУ. Вопросы развития автоматизированоой системы оперативно- диспетчерского управления электроэнергетическими системами. – Иркутск, СЭИ СО АН СССР, 1987, с. 158–168.

181. **Калнин О.К., Карнаушенко В.В., Клименко В.Я.** Метод определения гидравлических параметров действующих участков газосборных промысловых коллекторов // Газовое дело, 1966, № 12, с. 6–8.

182. **Калнин О.К., Карнаушенко В.В.** Определение параметров лупингов и речных переходов на магистральных газопроводах // Газ. пром., 1969, № 5, с. 14–17.

183. **А.С. 35/082 СССР**. Способ измерения гидравлических сопротивлений на участке эксплуатируемого трубопровода / И.С. Эгильский, В.В. Колесов; Заявл. 21.01.71; Опубл. 18.12.72.

184. **Методика** оценки пропускной способности действующих водопроводных сетей и разработки мероприятий по интенсификации их работы с применением ЭВМ. – М.: МЖКХ РСФСР, 1972, 34 с.

185. **А.С. 283746 СССР**. Способ определения расходов и гидравлических сопротивлений в трубопроводных и других гидравлических системах /А.П. Меренков, К.С. Светлов, В.Я. Хасилев; Заявл. 14.04.69; Опубл. 23.07.70 //Изобретения, открытия, промышленные образцы и товарные знаки, 1970, № 31.

186. **Меренков А.П., Светлов К.С., Сидлер В.Г.,** Хасилев В.Я. Математический расходомер и его применение в тепловых сетях //Теплоэнергетика, 1971, № 1, с. 70–71.

187. **Берман Р.Я., Панкратов В.С.** Автоматизация систем управления магистральными газопроводами. – Л.: Недра. Ленингр. отд-ние, 1978, 159 с.

188. **Дубинский А.В., Сиперштейн Б.И., Берман Р.Я.** О методе гидравлического расчета газопроводных систем //Транспорт и хранение газа, 1974, № 7, с. 25–30.

189. **Сиперштейн Б.И.** Об одном методе гидравлического расчета сложных газопроводных систем //Вест. МГУ. Сер. математика и механика, 1976, № 3, с. 76–83.

190. **Хаймер Ю.** Оперативные методы анализа и оптимизации контроля режимов работы систем газоснабжения ГДР: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 1979, 22 с.

191**. Щербаков В.Н.** Вопросы идентификации параметров гидравлических сетей: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 1979, 20 с.

192. **Гасанов Р.Г.** Об определении фактических коэффициентов гидравлического сопротивления газопроводов // Изв. вуз.. Нефть и газ, 1986, № 3, с. 69–72.

193. **Иродов И.Ф., Казин А.Н.** Идентификация гидравлических сопротивлений трубопроводных сетей методом эволюционного программирования //Изв. вузов. Нефть и газ, 1982, № 10, с. 64–68.

194. **Кучин Б.Л., Алтунин А.Е.** Управление системой газоснабжения в осложненных условиях эксплуатации. – М.: Недра, 1984, 208 с.

195. **Цибульник В.Н.** Автоматизация диспетчерского контроля и управления газотранспортной системой в условиях неопределенности (на примере газопроводов Севера Тюменьской области): автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 1988, 25 с.

196. **Тевяшев А.Д., Шаповалов А.Л.** Наблюдаемость и идентифицируемость инженерных сетей //АСУ и приборы автоматики. – Харьков: Вища школа. 1982, вып. 64, с. 42-48.

197. **Панкратов В.С., Дубинский А.В., Сиперштейн Б.И.** Информационно-вычислитель-ные системы в диспетчерском управлении газопроводами. – Л.: Недра. Ленингр. отд-ние, 1988, 246 с.

198. **Оценивание** состояния в электроэнергетике /А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб и др. – М.: Наука, 1983, 302 с.

199. **Новицкий Н.Н., Сидлер В.Г.** Идентификация трубопроводных систем как гидравлических цепей с переменными параметрами //Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1984, № 4, с. 155–162.

200. **Методы** оптимизации сложных теплоэнергетических установок /А.М. Клер, Н.П. Деканова, Т.П. Щеголева и др. – Новосибирск: Наука, 1993, 116 с.

201. **Новицкий Н.Н.** Задачи и алгоритмы анализа наблюдаемости и идентифицируемости гидравлических цепей //Методы анализа и оптимального синтеза трубопроводных систем. – Иркутск, 1991, с. 142–150.

202. **Новицкий Н.Н.** Статистическое оценивание параметров и структурный анализ моделей гидравлической цепи //Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения /А.П. Меренков, Е.В. Сеннова, С.В. Сумароков и др. – Новосибирск: Наука, 1992, с. 215–231.

203. **Новицкий Н.Н.** Идентифицируемость трубопроводных систем //Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях /Н.И. Воропай, Н.Н. Новицкий, Е.В. Сеннова и др. – Новосибирск: Наука, 1995, с. 97–102.

204. **Сидлер В.Г.** Линейная и нелинейная модели для оценивания параметров гидравлических сетей //Вопросы прикладной математики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1977, с. 159–167.

205. **Новицкий Н.Н., Гребнева О.А.** Методы анализа и обеспечения идентифицируемости трубопроводных систем // Трубопроводные системы энергетики: модели, приложения, информационные технологии / А.А. Атавин, А.М. Карасевич, М.Г. Сухарев и др. – М.: Нефть и газ, 2000, с. 90–105.

206. **Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В.** Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. – М: Наука, 1976, 279 с.

207. **Федоров В.В.** Теория оптимального эксперимента. – М.: Наука, 1971, 312 с.

208. **Новицкий Н.Н., Гребнева О.А.** Комплексное планирование условий проведения активной идентификации трубопроводных систем // Трубопроводные системы энергетики: методы математического моделирования и оптимизации: сб. науч. тр. /под ред. Н.Н. Новицкого. – Новосибирск: Наука, 2007, с. 177–187.

209. **Гребнева О.А.** Численное исследование задач планирования режимов для гидравлических испытаний тепловых сетей //Системные исследования в энергетике. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001, с. 48–56.

210. **Абрамов В.В., Бабаев Г.С., Гамм А.З.** и др. Подходы к обработке исходной информации для комплекса алгоритмов системы автоматизированного управления ЭЭС // Тез. докл.

науч.-технич. совещания «Применение ЭВМ М-220 для решения задач оперативного и перспективного планирования энергосистем». ОДУ Северо-Запада. – Рига, 1970.

211. **Гамм А.З.** Оценка текущего состояния электроэнергетической системы как задача нелинейного программирования // Электричество, 1972, № 9, с. 12–18.

212. **Schweppe F.C., Wildes J.** Power system static-state estimation. Pt 1: Exact model // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, 1970, Vol. PAS-89, № 1.

213. **Schweppe F.C., Rom D.B.** Power system static-state estimation. Part II: Approximate model // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, 1970, Vol. PAS-89, № 1.

214. **Крумм Л.А.** Градиентный метод оптимизации режима объединенных энергосистем // Электричество, 1963, № 5, с. 6–13.

215. **Автоматизация** диспетчерского управления в электроэнергетике /под ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000, 648 с.

216. **Гамм А.З.** Байесов подход к оценке состояния электроэнергетической системы // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1974, № 1, с. 3–14.

217. **Ли Р.** Оптимальные оценки, определение характеристик и управление. – М.: Наука, 1966, 176 с.

218. **Конторович А.М., Тараканов А.А.** Выдерживание точных измерений при оценивании состояния электрических систем // Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. – Новосибирск: Наука, 1985, с. 63–68.

219. **Гамм А.З., Колосок И.Н.** Усовершенствованные алгоритмы оценивания состояния электроэнергетических систем // Электричество, 1987, № 11, с. 25–29.

220. **Гамм А.З., Гришин Ю.А., Колосок И.Н.** Методы решения задачи оценивания состояния электроэнергетической системы // Вопросы оценивания и идентификации в энергетических системах. – Иркутск, 1974, с. 149–163.

221. **Аоки М.** Введение в методы оптимизации. – М.: Наука, 1977, 344 с.

222. **Чукреев Ю.Я., Хохлов М.В., Алла Э.А.** Оперативное управление режимами региональной энергосистемы с использованием нейронных сетей // Электричество, 2000, № 4, с. 2–10.

223. **Garsia A., Monticelli A., Abreu P.** Fast decoupled state estimation and bad data processings // IEEE Trans. Power App. And Syst. – September 1979, Vol. PAS-98, p. 1645–1652.

224. **Паламарчук С.И.** Разделенные методы для расчета установившихся режимов электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1990, № 1, с. 91–97.

225. **Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Гришин Ю.А.** Нелинейный алгоритм сканирования для оценивания состояния ЭЭС // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1976, № 4, с. 14–29.

226. **Гришин Ю.А., Плотников И.Л.** Комплекс программ оценивания состояния энергосистем на ЭВМ ЕС-1010 //Экспресс-информ. Средства и системы управления в энергетике, 1981, № 9, 1411 с.

227. **Коверникова Л.И., Колосок И.Н.** Алгоритмы оценивания состояния ЭЭС с выбором базисного состава измерений // Информационное обеспечение. Задачи реального времени в диспетчерском управлении. – Каунас: Ин-т физико-технических проблем энергетики АН Литовской ССР, 1989, Ч. 1, с. 102–108.

228. **Коверникова Л.И.** Разработка алгоритмов и программного комплекса для анализа высших гармоник в высоковольтных сетях электроэнергетических систем; автореф. дис…. канд. техн. наук. – Иркутск, 1995, 16 с.

229. **Гамм А.З., Эм Л.В.** Достоверизация телесигналов при оценивании состояния // Электронное моделирование, 1990, Т. 12, № 2, с. 79–84.

230. **Гамм А.З., Глазунова А.М., Колосок И.Н.,** Овчинников В.В. Методы оценки дисперсий измерений в электроэнергетических системах // Электричество, 1997, № 7, с. 2–9.

231. **Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С.** и др. Программно-вычислительный комплекс «Оценка» оценивания состояния ЭЭС в реальном времени // Электричество, 1999, № 2, с. 8–16.

232. **Колосок И.Н., Глазунова А.М.** Достоверизация телеизмерений в ЭЭС с помощью искусственных нейронных сетей // Электричество, 2000, № 10, с. 18–24.

233. **Колосок И.Н., Глазунова А.М.** Достоверизация критических измерений с помощью ИНС //Сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции «Энергосистема: управление, качество, безопасность». – Екатеринбург: УГТУ, 2001, с. 122–125.

234. **Заика Р.А.** Применение генетических алгоритмов в задаче поиска плохих данных на основе контрольных уравнений // Системные исследования в энергетике. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001, с. 57–64. – (Тр. молодых ученых ИСЭМ СО РАН; Вып. 31).

235. **Колосок И.Н., Заика Р.А.** Исследование эффективности применения генетических алгоритмов для достоверизации телеизмерений при оценивании состояния ЭЭС// Изв. РАН. Энергетика, 2003, № 6, с. 39–46.

236. **Phadke A.G.** Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, Vol. 1, p. 476–479.

237. **Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А.** и др. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы // Электричество, 2009, № 6, с. 2–10.

238. **Хьюбер Дж.П.** Робастность в статистике. – М.: Мир, 1984, 304 с.

239. **Handschin E., Schweppe F.C., Kohlas J.,** Fiechter A. Bad data analysis for power system state estimation //IEEE Trans. on PAS, 1975, № 2, p. 329–337.

240**. Mili N.S., Cheniae N.S., Vichare P.J.** Rousseeuw. Robust State Estimation Based on Projection Statistics //Paper № 95WM216-2 PWRS, presented at the IEEE /PES 1995 Winter Meeting, NYC. January 29–February 2, 1995.

241. **Колосок И.Н**. Современные направления развития методов оценивания состояния ЭЭС и их реализация при оценивании состояния по контрольным уравнениям // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок. – Сыктывкар: Изд-во Коми УрО РАН, 2004, с. 23–38.

242. **Гамм А.З., Колосок И.Н., Заика Р.А.** Робастные методы оценивания состояния ЭЭС на основе контрольных уравнений и их реализация с помощью генетических алгоритмов // Электричество, 2005, №10, с. 2–8.

243. **Новые** информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами / Н.А. Манов, Ю.Я. Чукреев, М.И. Успенский и др. – Екатеринбург: УроРАН, 2002, 205 с.

244. **Гришин Ю.А.** Оценивание состояния ЭЭС в реальном времени // Методы оптимизации и исследования операций в энергетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1978, с. 14–20.

245. **Гришин Ю.А.** Исследование задачи оценивания состояния электроэнергетических систем в реальном времени: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Новосибирск: СибНИИЭ, 1979, 27 с.

246. **Dopazo J.F., Klitin O.A., Stagg G.W., Van Slyck L.S.** State calculation of power systems from line flow measurement Part II. // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, 1972, PAS-91, № 1.

247. **Герасимов Л.Н.** Адаптивные модели и алгоритмы обработки телеизмерений в энергосистемах: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Иркутск, 1993, 16 с.

248. **Бердников В.И., Бучинский А.Л., Гамм А.З. и др.** Алгоритмы достоверизации измерений и оценивания состояния электроэнергетических систем // Электричество, 1990, № 8, с.12–20.

249. **Falcao D.M., Cooke P.A., Brameller A.** Power System Tracking State Estimator and Bad Data Processing // IEEE Trans. on PAS. - Februar 1982, Vol. PAS-101, p. 325–333.

250. **Колосок И.Н., Глазунова А.М.** Достоверизация критических измерений и критических групп на основе контрольных уравнений при оценивании состояния ЭЭС // Тр. Всерос. конф. «Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление». – Иркутск, 2006, с. 696–704.

251. **Гамм А.З.** Обнаружение недостаточно достоверных данных при оценивании состояния ЭЭС с помощью топологического анализа. // Электричество, 1978, № 4, с. 1–8.

252. **Гамм А.З., Колосок И.Н.** Диагностика плохих данных в измерениях с помощью топологического анализа (на примере электроэнергетики) //Сб. докл. IV Всесоюзного совещания по технич. диагностике. – М., ИПУ, ИЭД АН УССР, 1979.

253. **Колосок И.Н., Ополева Г.Н., Эм Л.В.** Комплекс ЗАМЕР для обработки контрольных замеров в электрической системе // Алгоритмы обработки данных в электроэнергетике. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1982, с. 30–38.

254. **Колосок И.Н.** Использование метода топологического анализа при обнаружении плохих данных в алгоритмах реального времени. // Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. – Новосибирск, 1985, с. 52–59.

255. **Колосок И.Н., Заика Р.А.** Применение генетических алгоритмов при обработке телеизмерений в ЭЭС // Современные подходы к интеграции информационных технологий: тр. V Все-

рос. семинара «Информационные технологии в энергетике». – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 2001, с. 124–133.

256. **Динамическое** оценивание состояния электроэнергетических систем с исключением плохих данных // ВЦП. – № Г-03258. – 35 с. – Пер. статьи из журнала: Дэнки гаккай ромбунси. 1979. – В99, № 7, с. 457–463.

257. **Герасимов Л.И.** Корреляционный метод достоверизации измереений перетоков в реальном времени // Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. – Новосибирск: Наука, 1985, с. 80–90.

258. **Шепилов О.Н., Ушаков Е.И., Ушаков А.Е.** и др. Программно-вычислительный комплекс «АНАРЭС –2000» для расчета и анализа нормальных и аварийных режимов ЭЭС // Современные программные средства для расчетов и оценивания состояния режимов электроэнергетических систем. – Новосибирск: ИДУЭС, 2002, с. 5–14.

259. **Демчук А.Г., Прихно В.Л., Хватова Н.Г.** Применение программного комплекса КОСМОС при оперативном ведении режимов в ОЭС Урала на основе телеметрической инфориации // Проблемы развития и функционирования ЭЭС: сб. труд. – Екатеринбург: УГТУ, 2000, с. 196–201.

260. **Паздерин А.В.** Способы повышения достоверности измерительной информации систем учета электрической энергии // Изв. вуз. Проблемы энергетики, 2004, № 11-12, с. 457–460.

261. **Бартоломей, П.И., Бегалова Е.Н.** Разработка методов и алгоритмов обнаружения плохих данных и повышения качества телеметрии в задачах управления энергосистемами //Изв. вуз.: Проблемы энергетики: науч.–техн. и производств. жур. №11-12/1. – Казань, 2008, с. 40–49.

262. **Колосок И.Н., Евдокимов Е.Ю.** Повышение достоверности показаний счетчиков электроэнергии в системе электроснабжения крупного промышленного предприятия на основе статистических методов обработки данных // Промышленная энергетика, 2009, № 12, с. 27–34.

263. **Войтов О.Н.** Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами / О. Н. Войтов, В.П. Воронин, А.З. Гамм и др. – Новосибирск: Наука, 1986, 204 с.

264. **Апарцин А.С.** Некоторые подходы к краткосрочному прогнозированию суммарных нагрузок электроэнергетических систем /А.С. Апарцин, А.З. Гамм, Р.И. Грунина, И.Д. Гусева // Модели и методы исследования операций. – Новосибирск: Наука, 1988. – С. 179–191

265. **Гамм А.З., Курбацкий В.Г.** Исследование разложения случайных процессов в ЭЭС на характеристические составляющие (на примере Братск-Усть-Илимского узла) // Алгоритмы обработки данных в электроэнергетике. – Иркутск, 1989, с. 71–80.

266. **Курбацкий. В.Г.** Статистическая обработка информации для систем противоаварийной автоматики //Алгоритмы обработки данных в электроэнергетике. – Иркутск, 1982, с. 47–56.

267. **Гамм А.З., Курбацкий В.Г.** Вероятностные методы расчета режимов электроэнергетических систем. – Братск, 1991, 91 с.

268. **Уоссермен Ф.** Нейрокомпьютерная техника. Теория и практика. – М. Мир, 1992, 186 с.

269. **Glazunova A.M.** Neural network-based load forecasting for power system reliability support // Proceedings of the Int. Symposium on power engineering. – Kazan, Russia, 2001.

270. **Glazunova A.M.** Eancement of Neural Network Forecasting Accuracy for Economically Efficient Electricity // Electricity Liberalization and Modernization of Power Systems: Congestion Management Problems. The Intern. Workshop, 2003.

271. **Аюев Б.И.** Методы и модели эффективного управления режимами Единой электроэнергетической системы России: дис. д-ра. техн. наук. – Новосибирск, 2008, 365 с.

272. **Gamm A., Grishin Y., Kolosok I..** Reducing the Risk of Blackouts through Improved EPS State Estimation Based on the SCADA and PMU Data //Proc. Of the International Workshop «Electricity Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management». – Irkutsk, ESI: 2006, p. 167–173.

273. **Gamm A., Grishin Y., Glazunova A.,** I.Kolosok, E.Korkina. New EPS state estimation algorithms based on the technique of test equations and PMU measurements // Proceedings of the International Conference «PowerTech'2007». – Lausanne, 2007.

274. **Gamm A.Z., Kolosok I.N., Glazunova A.M.,** Korkina E.S.. PMU Placement Criteria for EPS State Estimation // Proc. of the Intern. Conf. DRPT'08, Nanjing, – China, 2008.

275. **Коркина Е.С.** Размещение PMU на схеме ЭЭС с помощью метода отжига // Тр. XIV Байкальской междунар. школы-семинара «Методы оптимизации и их приложения». – Иркутск, 2008, с. 6372.

276. **Гамм А.З.** Алгоритмы декомпозиции для решения проблемы оценивания состояния ЭЭС // Электронное моделирование, 1983, № 3, с. 63–68.

277. **Гамм А.З., Голуб И.И., Гришин Ю.А. и др.** Особенности задачи оценивания состояния ЭЭС в рыночных условиях //Вестн. УГТУ-УПИ, 2005, с. 43–46.

278. **Gamm A.Z., Kolosok I.N., Paltsev A.S.** Methods for decomposition of EPS state estimation problem when solving it on the basis of multiagent technologies // Scientific Proceedings of Riga Technical University «Power and Electrical Engineering», – Riga, 2007, p. 205–214.

279. **Разработка** мультиагентной системы для распределенного оценивания состояния ЭЭС // Методические и практические проблемы надежности либерализованных систем энергетики, 2008.

280. **Колосок И.Н., Пальцев А.С.** Применение мультиагентного подхода при декомпозиции задачи ОС ЭЭС // Сб. докл. III Междунар. науч.-практич. конф. «Энергосистема: управление, конкуренция, образование». – Екатеринбург, УГТУ-УПИ, 2008, Т.1, с. 354–359.

281. **Долгов А.А.** Программные агенты и мультиагентные системы // Информ. технологии, 2001, №.10, с. 31–45.

282. **I.N. Kolosok, E.S. Korkina, A.S. Paltsev.** Decomposition of power system state estimation problem with the use of PMU data for large dimension schemes // The Intern. Workshop «Liberalization and modernization of power systems: Coordinated Monitoring and Control towards Smart Grids». – Irkutsk, ESI, 2009.

283. **Новицкий Н.Н.** Оценивание параметров трубопроводных систем методом приведенной линеаризации // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1990, № 6, с. 122–129.

284. **Новицкий Н.Н., Токарев В.В.** Учет неоднозначности направлений потоков при моделировании установившегося неизотермического потокораспределения в гидравлических цепях // Современные методы оптимизации и их приложения к моделям энергетики: сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука, 2003, с. 178–188.

285. **Новицкий Н.Н., Токарев В.В.** Расчет установившихся теплогидравлических режимов работы тепловых сетей по данным измерений // Теплофизика и аэромеханика. – Новосибирск, 2007, № 2, Т. 14, с. 289–298.

286. **Новицкий Н.Н.** Экстремальные модели и методы решения обратных задач потокораспределения в гидравлических цепях с распределенными параметрами // Информ. бюл. Ассоциации математического программирования. – Екатеринбург: УрО РАН, 1997, с. 172–173.

287. **Бард Й.** Нелинейное оценивание параметров. – М.: Статистика, 1979, 349 с.

288. **Новицкий Н.Н.** Задачи и методы сетевой идентификации ТПС / Системные исследования проблем энергетики // Л.С. Беляев, Б.Г. Санеев, С.П. Филлипов и др. – Новосибирск: Наука, 2000, с. 284–291.

289. **Новицкий Н.Н., Токарев В.В.** Релейная методика расчета потокораспределения в гидравлических цепях с регулируемыми параметрами // Изв. РАН. Энергетика, 2001, № 2, с. 88–98.

290. **Дикин И.И., Новицкий Н.Н., Попова О.М.** и др. Применение методов вспомогательных функций и внутренних точек при расчетах потокораспределения в гидравлических системах // Трубопроводные системы энергетики: модели, приложения, информационные технологии / А.А. Атавин, А.М. Карасевич, М.Г. Сухарев и др. – М: Нефть и газ, 2001, с. 105–114.

291. **Дикин И.И., Зоркальцев В.И.** Итеративное решение задач математического программирования (методы внутренних точек). – Новосибирск: Наука, 1980, 144 с.

292. **Новицкий Н.Н, Дикин И.И., Алексеев А.В.** Методы расчета допустимых гидравлических режимов работы трубопроводных сетей // Трубопроводные системы энергетики: управление развитием и функционированием / Н.Н. Новицкий, Е.В. Сеннова, М.Г. Сухарев и др. – Новосибирск: Наука, 2004, с. 361–372.

293. **Новицкий Н.Н., Алексеев А.В., Епифанов С.П.** Расчет технологически допустимых гидравлических режимов трубопроводных систем // Изв. РАН. Энергетика, 2006, № 5, с. 128–138.

294. **Новицкий Н.Н., Боровин Д.И., Епифанов С.П.** Задачи ранжирования аварийных режимов в тепловых сетях // Трубопроводные системы энергетики. Развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации. – Новосибирск: Наука, 2008, с. 236–245.

295. **Епифанов С.П., Новицкий Н.Н.** Модели чувствительности гидравлических цепей с сосредоточенными параметрами и их применение для анализа управляемости трубопроводных систем // Трубопроводные системы энергетики. Методы математического моделирования и оптимизации: сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука, 2007, с. 27–47.

296. **Новицкий Н.Н., Вантеева О.В.** Задачи и методы вероятностного моделирования гидравлических режимов трубопроводных систем // Научно-технические ведомости СПбГУ, 2008, № 1, с. 68–75.

297. **Новицкий Н.Н., Вантеева О.В.** Оценка эффективности управления потокораспределением в трубопроводных сетях на основе вероятностного моделирования. // Проблемы обеспечения надежности систем энергетики и методы их решения: сб. статей. – В 2 кн. – Кн. 1. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, с. 167–180.

298. **Механизмы** поддержки многоуровневых информационных и математических моделей трубопроводных систем и их реализация / А.В.Алексеев, Н.Н. Новицкий, В.В. Токарев, З.И. Шалагинова // Тр. XI междунар. конф. «Информационные и математические технологии в научных исследованиях». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006, Ч. 1, с. 7–14.

299. **Аррилага Дж., Бредли Д., Боджер П.** Гармоники в электрических системах: пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1990, 320 с.

300. **Жежеленко И.В.** Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984, 160 с.

301. **Czanecki L.S.** An overview of methods of harmonic suppression in distribution systems. IEEE Power engineering society. 2000 Summer Meeting, 16-20 July 2000. – Seattle, Washington USA.

302. **Круг К.А.** Проблема передачи электроэнергии на сверхдальние расстояния // Электричество, 1946, № 3, с. 3–11.

303. **Червоненкис Я.М.** Пути к решению основных вопросов передачи энергии постоянным током // Электричество, 1947, № 1, с. 22–34.

304. **Тимофеев Д.В.** Режимы в электрических системах с тяговыми нагрузками. Изд. 2-е перераб. и доп. /под ред. Н.А. Мельникова.– М., Энергия, 1972, 296 с.

305. **Жежеленко И.В.** Высшие гармоники в системах электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1974, 184 с.

306. **Влияние** электроустановок высокого напряжения на окружающую среду: переводы докладов Международной конференции по большим электрическим системам (СИГРЭ-86) /под ред. Ю.П. Шкарина. – М.: Энергоатомиздат, 1988, 104 с.

307. **Баланс** энергий в электрических цепях / В.Е. Тонкаль, А.В. Новосельцев, С.П. Денисюк и др. – Киев: Наук. думка, 1992, 312 с.

308. **Slonim M.A., Van Wyk J.D.** Power components in a system with sinusoidal and nonsinusoidal voltages and/or currents //Inst. Elec. Eng. Proc. Vol. 135, pt. B, № 2, 1988, p. 76–84.

309. **Церазов А.Л., Якименко Н.И.** Информационные материалы №70. Исследование влияния несимметрии и несинусоидальности напряжения на работу асинхронных двигателей.– М.; Л.: Гос. энергет. изд., 1963.

310. **Emanuel A. E., Wang X.** Estimation of loss of life power transformers supplying nonlinear loads. IEEE transactions on power apparatus and systems. 1985, Vol. PAS-104, № 3, p. 628–636.

311. **Wagner V.E.** Effects of harmonics on equipment. Report of the IEEE Task Force on the effects of harmonics on equipment //IEEE Transactions on power delivery. 1993, Vol. 8, № 2, p. 672–680.

312. **Манькин Э.А.** Потери на вихревые токи в обмотках трансформаторов при несинусоидальном токе // Электричество, 1955, № 12, с. 48–52.

313. **Ortmeyer Thomas H., Chakravarthi K. R., Aly A. Mahmoud**. The effects of power system harmonics on power system equipment and loads. //IEEE Transactions on power apparatus and systems. 1985, Vol. PAS-104, № 9, p. 2555–2561.

314. **CIGRE** Working group 36-05. Harmonics, characteristic parameters, methods of study, estimates of existing values in the network // Electra, 1981, № 77, p. 35–54.

315. **Aly A. Mahmoud, Richard D. Shultz.** A method for analyzing harmonic distribution in a.c. power systems. IEEE Transactions on power apparatus and systems. 1982, Vol. PAS-101, № 6, p. 1815–1824.

316. **Кучумов Л.А., Харлов Н.Н., Картасиди Н.Ю.** и др. Использование метода гармонического баланса для расчета несинусоидальных и несимметричных режимов в системах электроснабжения // Электричество, 1999, № 12, с. 10–20.

317. **Гераскин О.Н., Черепанов В.В.** Применение вычислительной техники для расчета высших гармоник в электрических сетях. – М.: ВИПКЭнерго, 1987.

318. **Lundbrook Allan**. Harmonic filters for notch reduction // IEEE Transactions on industry applications, 1988, Vol. 24, № 5, p. 947–954.

319. **Добрусин Л.А., Джафаров З.Т.** Комплексный метод и его применение при проектировании фильтрокомпенсирующих структур // Электричество, 1986, № 8, с. 21–27.

320. **Thomas Key, Jih-Sheng Lai.** Analysis of harmonic mitigation methods for building wiring systems. IEEE Transactions on power systems, 1998, Vol. 13, № 3, p. 890–897.

321. **Шидловский А.К., Кузнецов В.Г.** Повышение качества энергии в электрических сетях. – Киев: Наук. думка, 1985, 268 с.

322. **ГОСТ 13109-67.** Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения. – М., 1969, 13 с.

323. **IEEE** Recommended practices and requirement for harmonic control in electra power systems // IEEE Standard 519-1992. – N.Y, 1992.

324. **Аввакумов В.Г., Багиев Г.Л., Воскобойников Д.М.** Технико-экономическая оценка качества электроэнергии в промышленности. – Л., Изд-во Ленинград. ун-та, 1977, 132 с.

325. **Caramia P., Carpinelli G., Losi A.,** Russo A. A simplified method for the probabilistic evaluation of the economical damage due to harmonic losses //Proc. of the 8-th Intern. Conf. on Harmonics and Quality of Power. October 14-16, 1998. –Athens, Greece, 1998, Vol. 1, p. 767–776.

326. **Smirnov S.S., Kovernikova L.I.** Harmonics in high voltage networks // Proc. of the 8-th Intern. Conf. on Harmonics and Quality of Power. October 14-16, 1998. – Athens, Greece, V. 1, p. 267–272.

327. **Smirnov S.S., Kovernikova L.I.** Influence of commutations of network elements on harmonic voltage level // Proc. of PowerTech Conf. August 29-September 2, 1999. – Budapest.

328. **Смирнов С.С., Коверникова Л.И.** Высшие гармоники в сетях высокого напряжения // Электричество, 1999, № 6, с. 2–6.

329. **Смирнов С.С.** Несинусоидальные режимы в электрических сетях высокого напряжения// Системные исследования проблем энергетики. – Новосибирск: Наука, 2000, с. 195–213.

330. **Voropai N.I., Kovernikova L.I., Molin N.I.,** Smirnov S.S. Analysis and normalization of harmonic conditions in 220 kV network feeding traction load // Proc. of Intern. Conf. on Electrical Engineering. 2001, Vol. 2, – China. p. 960–963.

331. **Kovernikova L.I., Smirnov S.S., Voronov Yu.N., Kyun V.A.** Higher harmonics in the nodes of 500 kV transmission lines connection // The 3rd Intern. Conf. Proc. – Irkutsk, Russia. September 9-13, 2002, p. 401–408.

332. **Смирнов С.С., Ковернikова Л.И., Молин Н.И.** Высшие гармоники в узлах присоединения тяговых подстанций к сети высокого напряжения //Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сборник тр. Третьей Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. участием. В 2 т. – Благовещенск: изд. Амур. гос. ун-та, 2003, с. 365–371.

333. **Смирнов С.С.** Свойства режимов высших гармоник сети 110 кВ, питающих тяговые нагрузки железной дороги// Технологии электромагнитной совместимости, 2003, №1 (4), с. 31–37.

334. **Смирнов С.С.** Метод определения фактического вклада сети и потребителя в коэффициенты высших гармоник напряжения узла // Электричество, 2005, №10, с. 54–61.

335. **Смирнов С.С.** Метод оценки вклада мощной искажающей нагрузки в коэффициенты высших гармоник напряжения сети высокого напряжения // Электричество, 2008, №8, с. 28–36.

336. **Czarnecki L. S.** An overview of methods of harmonic suppression in distribution systems // IEEE Summer Meeting. – Seattle, Washington, USA, 2000.

337. **Дъяков А.Ф., Ишкин В.Х., Мамиконянц Л.Г.** Актуальные проблемы электроэнергетики //Электричество, 1997, № 6, с. 61–68.

338. **Thomas H. Ortmeyer, Takashi Hiyama.** Distribution system harmonic filter planning // IEEE Transaction on Power Delivery, 1996, Vol. 11, №4.

339. **Жежеленко И.В.** Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – Изд. 4-е. – М.: Энергоатомиздат, 2000, 331 с.

340. **Gary W. Chang, Shou-Yung Chu, Hung-Lu Wang,** Sensitivity-Based Approach for Passive harmonic filter planning in a power system //Winter meeting. – N.Y., 2000, p. 913–940.

341. **Gary W. Chang, Hung-Lu Wang, Gen-Sheng Chuang**, Shou-Yung Chu, Passive harmonic filter planning in a power system with considering probabilistic constraints // IEEE Transactions on power delivery, 2004, Vol.24, № 1, p. 208–217.

342. **Горев А.А.** Переходные процессы синхронной машины. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1950, 552 с.

343. **Лебедев С.А., Жданов П.С.** Устойчивость параллельной работы электрических систем. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1934, 287 с.

344. **Веников В.А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1964, 536 с.

345. **Park P.** Two-reaction theory of synchronous machines: Pt. 1 //Trans. AIEE, 1929, Vol. 48, p. 101–108.

346. **Longley F.R.** The calculation of alternator swing curves // Trans. AIEE, 1930, Vol. 49, p. 1129–1135.

347. **Kimbark E.W.** Power system stability. 1948. Vol. 1. – N.Y.: Wiley, 336 p.

348. **Горев А.А.** К вопросу об устойчивости параллельной работы синхронных машин // Сб. Ленинградского электромеханического института. – Л.: Кубуч, 1934, с. 75–136.

349. **Изучение** переходных процессов в электроэнергетических системах с применением ЭЦВМ / А.С. Зеккель, В.П. Кычаков, Ю.Н. Руденко и др. // Методы математического моделир. в энергетике. – Иркутск: Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1966, с. 252–258.

350. **Кычаков В.П.** Оценка возможности упрощений уравнений переходных процессов при анализе динамической устойчивости // Тр. Иркут. политехн. ин-та. – Иркутск, 1972, Вып. 17, с. 95–99.

351. **Ushakov E.I.** Development of power system stability models // Proc. of 11th PSCC, Avignon, France, Aug. 31- Sept. 4, 1993, p. 66–71.

352. **Балышев О.А., Воропай Н.И., Ушаков У.И.** Нестационарные процессы и устойчивость систем энергетики // Системные исследования проблем энергетики. – Новосибирск: Наука, 2000, с. 177–194.

353. **Ушаков Е.И.** Моделирование переходных электромеханических процессов в ПВК АНАРЭС // Современные программные средства для расчетов надежности и оценивания состояния режимов электроэнергетических систем. – Новосибирск: ИДУЭС, 2004, с. 59–64.

354. **Ушаков Е.И.** Моделирование автоматических регуляторов при расчетах переходных процессов ЭЭС // Изв. РАН. Энергетика, 1997, № 6, с. 34–45.

355. **Управление** мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай, В.В. Ершевич, Я.Н. Луганский и др. – М.: Энергия, 1984, 256 с.

356. **Воропай Н.И.** Моделирование длительных переходных процессов электроэнергетических систем: Состояние проблемы // Электрон. моделирование, 1985, Т. 7, № 6, с. 59–67.

357. **Агарков О.А., Кычаков В.П.** Требование к математическим моделям, методам и алгоритмам при моделировании противоаварийного управления аварийными режимами // Сб. тр. инта «Энергосетьпроект» - М.: Энергоатомиздат, 1985, с. 61–70.

358. **Шепилов О.Н., Домышев А.В., Осак А.Б.** Современные методы и программы анализа режимной надежности ЭЭС при множественных отказах с учетом срабатывания противоаварийной автоматики // Проблемы энергетики, 2008, №11-12/1, с. 170–178.

359. **Ушаков Е.И.** Статическая устойчивость электрических систем. – Новосибирск: Наука, 1988, 273 с.

360. **Жуков Л.А., Круг Н.К., Ярных Л.В.** Количественная оценка допустимости эквивалентирования при расчетах динамической устойчивости // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1971, №4, с. 21–28.

361. **Lee S.T.Y., Schweppe F.C.** Distance measures and coherency recognition for transient stability equivalents // IEEE Trans. Power Appar. and Syst. 1973, Vol. 92, № 5, p. 1550–1558.

362. **Dorsey J., Schlueter R.F.** Global and local dynamic equivalents based on structural archetipes for coherency // IEEE Trans. Power Appar. and Syst, 1983, Vol. 102, № 6, p. 1793–1801.

363. **Гусейнов Ф.Г.** Упрощение расчетных схем электрических систем. – М.: Энергия, 1978, 184 с.

364. **Картвелишвили Н.А.,** Галактионов Ю.И. Идеализация сложных динамических систем. – М.: Наука, 1976, 272 с.

365. **Voropai N.I.** Simplification of the mathematical models of power systems in the dynamic processes of different length // Proc. 8th PSCC, Helsinki, Finland, Aug. 19-24, 1984. – London: Butterwortks, 1984, p. 883–887.

366. **Бушуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л.** Динамические свойства энергообъединений. – М.: Энергоатомиздат, 1995, 320 с.

367. **Anderson P.M., Fouad A.A.** Power system control and stability. – Iowa State Univ. Press., 1977, 536 p.

368. **Kundur P.** Power systems stability and control. – N.Y.: McGraw-Hill, 1994, 648 p.

369. **Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R.** Power system dynamics and stability. – Chichester: John Wiley&Sons, 1997, 461 p.

370. **Ушаков Е.И.** К анализу статической устойчивости сложных электрических систем с учетом переходных процессов в сети // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1976,. № 4, с. 3–15.

371. **Кычаков В.П., Агарков О.А., Тирская В.И.** Специализированная программа расчета электромеханического переходного процесса с целью выбора настройки и моделирования противоаварийного управления электрических систем // Информэнерго: средства и системы управления, 1984, Вып. 6, с. 12–16.

372. **Воропай Н.И., Скибенко В.П.** Применение метода функций Ляпунова в исследованиях динамической устойчивости электроэнергетических систем (Обзор литературы). – М.: ВИНИТИ, 1975, 168 с. (Деп. в ВИНИТИ, № 2540-75).

373. **Воропай Н.И.** Метод функций Ляпунова в исследованиях динамической устойчивости электроэнергетических систем: состояние проблемы // Науч. проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока, 2009, Вып. 1, с. 14–17.

374. **Руденко Ю.Н.** Об анализе устойчивости динамических систем на основе второго метода Ляпунова // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1967, № 2, с. 25–36.

375. **Исследование** динамической устойчивости многомашинных электроэнергетических систем прямым методом Ляпунова: Методология, моделирование, оценки для подсистем, агрегирование / Н.И. Воропай, И.И. Дикин, В.П. Скибенко и др. – Иркутск, 1997, 80 с. (Препринт СЭИ СО РАН, № 8).

376. **Воропай Н.И., Колосок Г.В.** Ретроспективный анализ динамических свойств электроэнергетических систем и возможности их учета при исследовании надежности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Грозный, 1978, Вып. 16, с. 31–38.

377. **Воропай Н.И., Ефимов Д.Н.** Требования к противоаварийному управлению ЭЭС с учетом изменения условий их развития и функционирования // Надежность либерализованных систем энергетики. – Новосибирск: Наука, 2004, с. 74–84.

378. **Исследование** условий функционирования ЕЭЭС СССР при разработке принципиальных направлений ее развития / Н.И. Воропай, Ю.Н. Руденко, Е.И. Ушаков и др. // Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук, 1981, № 3, Вып. 1, с. 3–8.

379. **Баринов В.А., Воропай Н.И.** Влияние динамических свойств на принципы формирования основной электрической сети Единой электроэнергетической системы СССР // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1990, № 6, с. 41–50.

380. **Исследование** некоторых вопросов живучести электроэнергетических систем с учетом нетрадиционных средств управления / О.А. Агарков, Н.И. Воропай, В.П. Кычаков и др. // Методы и модели исследования живучести систем энергетики. – Новосибирск: Наука, 1990, с. 198–203.

381. **Ushakov E.I.** On mechanism of voltage instability in power systems // IEEE Power Tech 2005 Conf. Proc. St.-Petersburg, Russia, June 27-30, 2005, 6 p.

382. **Воропай Н.И., Саратова Н.Е.** Анализ статистики отказов РЗА на микропроцессорной базе с точки зрения их учета при моделирования каскадных аварий // Проблемы энергетики, 2008, № 11-12/1, с. 50–56.

383. **Китушин В.Г.** Живучесть энергетических систем // Тр. 3-й Всесоюзой научно-технической конференции по устойчивости и надежности энергосистем СССР. – Л.: Энергия, 1973, с. 405–412.

384. **Авраменко В.Н.** Об анализе живучести энергосистем // Вопросы надежности при эксплуатации и управлении развитием энергосистем: сб. науч. трудов НИИПТ. – Л.: Энергоатомиздат, 1986, с. 59–67.

385. **Bott T.F.** Application of system analyses techniques to vulnerability studies of complex installations // Proc. 9th Advances Reliability Technology Symposium, 1986, p. A2.2/1–A2.2/6.

386. **Fouad A.A., Zhou Qin, Vittal V.** System vulnerability as a concept to access power system dynamic security //IEEE Trans. Power Systems, 1994, Vol. 9, №. 2, p. 1009–1015.

387. **Воропай Н.И.** Об учете фактора живучести при формировании основной электрической сети Единой электроэнергетической системы СССР // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1989, № 1, с. 65–70.

388. **Воропай Н.И.** Живучесть ЭЭС: методические основы и методы исследований // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1991, № 6, с. 52–59.

389. **Воропай Н.И.** О живучести электроэнергетических систем // Надежность систем энергетики и их оборудования: справочник в 4-х т. / под общей ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 2000, Т. 2: Справочник / под ред. М.Н. Розанова, с. 157–174.

390. **Восстановление** электроэнергетических систем после крупных аварий / А.И. Воевода, Н.И. Воропай, А.М. Кроль и др. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1991, № 1, с. 16–27.

391. **Кычаков В.П., Руденко Ю.Н.** Определение параметров электрического торможения с помощью ЭЦВМ // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1967, № 4, с. 33–38.

392. **Ащепков Л.Т., Воропай Н.И.** Вопросы оптимизации противоаварийного управления электроэнергетическими системами // Методы численного анализа и оптимизации. – Новосибирск: Наука, 1987, с. 31–50.

393. **Совалов С.А., Семенов В.А.** Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988, 416 с.

394. **Кощеев Л.А.** Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах. – Л.: Энергоатомиздат, 1990, 286 с.

395. **Ковалев В.Д.** Противоаварийное управление электроэнергетических систем // Электричество, 2001, № 9, с. 28–39.

396. **Voropai N.I., Etingov P.V.** Two-stage adaptive fuzzy PSS application to power systems // ICEE Conf. Proc., China, July 21-26, 2001, Vol. 1, p. 314–318.

397. **Voropai N.I., Efimov D.N., Etingov P.V.** Coordination of electric power system emergency control using artificial neural network // IFAC Symp. Power Plants and Power Syst. Control, Seoul, Korea, Sept. 15-19, 2003, 6 p.

398. **Etingov P.V., Voropai N.I.** Power system stability enhancement using advanced information technology // Int. Conf. on Advaced Power System Automation and Protection, Jeju, Korea, April 24-27, 2007, 6 p.

399. **Координированное** противоаварийное управление нагрузкой и устройствами FACTS / Н.И. Воропай, П.В. Этингов, А.С. Удалов и др. // Электричество, 2005, № 10, с. 25–37.

400. **Panasetski D.A., Voropai N.I.** Multi-agent approach to coordination of different emergency control devices against voltage collapse // IEEE Power Tech Conf. Proc., Bucharest, Romania, June 28 – July 2, 2009, 7 p.

401. **Этингов П.В.** Применение систем мониторинга переходных режимов для управления устройствами FACTS // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Киев: Знания Украины, 2007, Вып. 57, с. 371–384.

402. **Развитие** селективной автоматики предотвращения и ликвидации асинхронных режимов с использованием PMU / Н.И. Воропай, Д.Н. Ефимов, Д.Б. Попов, К. Ретанц и др. // Междунар. науч.-технич. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – М., 2009, с. 527–534.

403. **Voropai N.I., Efimov D.N.** Development of electric power system emergency control in a market environment // CIGRE Conf. «For Synchronous Operation of the East-West Interconnection», St.-Petersburg, Russia, Sept. 17-19, 2003, 6 p.

404. **Концепция** противоаварийного управления ЕЭС России / Н.Г. Шульгинов, А.В. Жуков, А.Т. Демчук, Л.А. Кощеев и др. // Междунар. науч.-технич. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – М., 7-10 сент. 2009, с. 475–480.

405. **Войтов О.Н., Мантров В.А.** ПВК для исследования режимов ЭЭС СДО-6 // Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях. – Новосибирск: Наука, 1995, с. 293–295.

406. **Программно**-вычислительный комплекс АНАРЭС-2000 для расчета и анализа нормальных и аварийных режимов ЭЭС / О.Н. Шепилов, У.И. Ушаков, А.Б. Осак и др. // Современные программные средства для расчетов надежности и оценивания состояния режимов электроэнергетических систем. – Новосибирск: ИДУЭС, 2004, с. 6–16.

407. **Воропай Н.И., Леманович Г.Я.** Программа расчета и результаты анализа синхронной динамической устойчивости сложных электроэнергетических систем // Проблемы техн. электродинамики, 1970, Вып. 25, с. 90–95.

408. **Воропай Н.И.** Программа расчета динамической устойчивости электроэнергетических систем с учетом основных средств регулирования и автоматики («Радиус»). – М.: ВИНИТИ, 1970, 254 с. (Деп. в ВИНИТИ, № 2).

409. **Головщиков В.О., Горский Ю.М., Ушаков В.А.** Цифро-аналого-физический комплекс – автоматизированная система научных исследований в области электроэнергетики // Электронное моделирование, 1985, Т.7, № 2.

410. **Горский Ю.М., Новожилов М.А.** Цифро-аналого-физический комплекс для исследования АРВ синхронных генераторов //Электричество, 1973, № 7, с. 1–6.

411. **Development** plane for joint Soviet – Canadian microprocessor based voltage and speed regulator/ O.P. Malik, G.S. Hope, J.M. Gorsky et al. //IEEE PES Winter Meeting, New York, NY, February 3-8, 1980, 9 p.

412. **Цифровой** регулятор возбуждения м скорости синхронных машин / Ю.М. Горский, В.А. Ушаков, С.С. Смирнов и др. //Электричество, 1981, № 1, с. 8–13.

413. **А.С. № 842863 (СССР).** Способ управления мощностью синхронного генератора электродинамической модели и устройство для его осуществления / В.О. Головщиков, С.С. Смирнов. Опубл. в 1981, Бюл. № 24.

414. **Головщиков В.О., Смирнов С.С.** Совершенствование электронных моделей регулятора скорости и турбины комплексного имитатора энергоблока //Электронное моделирование, 1982, № 5, с. 68–71.

415. **Головщиков В.О., Курбатский В.Г., Яременко В.Н.** Экспериментальный анализ несинусоидальных режимов работы северо-восточной части ОЭС Сибири // Электрические станции, 1988, №11, с. 53–57.

416. **Головщиков В.О., Смирнов С.С., Лазаренко П.Н.** К вопросу о применении скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии // Промышленная энергетика, 1992, № 8-9, с. 32–35.

417. **Руденко Ю.Н., Ушаков И.А.** Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1986, 252 с.

418. **Надежность с**истем энергетики и их оборудования. Справочник: В 4 т. /под общей ред. Ю.Н. Руденко. – Т. 1: Общие модели анализа и синтеза надежности систем энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 480 с.; Т. 2: Надежность электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 2000, 568 с.; Т. 3: Надежность систем газо- и нефтеснабжения. М.: Недра, 1994, Кн. 1, 414 с., кн. 2. 288 с.; Т. 4: Надежность систем теплоснабжения. – Новосибирск: Наука, 2000, 351 с.

419. **Клингенберг Г.** Построение районных электростанций: пер. с 3-го нем. изд. – М.: Макиз, 1928, 138 с.

420. **Ферман Р.А.** Метод экономической оценки эксплуатационного резерва электрических систем // Электричество, 1932, № 20, с. 944–946.

421. **Lyman W.J.** Fundamental considerations in prepatating master system plan. Electr. World. 1933, Vol. 101, № 24, June 17. p. 788–792.

422. **Якуб Б.М.** Показатели и методы расчета надежности в энергетическом хозяйстве // Электричество, 1934, № 18, с. 1–13.

423. **Benner P.E.** The use of the theory of probability to determine spare capacity // Gen. Electr. Rev., 1934, Vol. 73, № 7, p. 345–348.

424. **Smith S.A.** Service reliability measured by probabilistic of outage // Electr. World, 1934, Vol. 103, p. 371–374.

425. **Кукель-Краевский С.А.** О минимально необходимом резерве в паровых турбогенераторах для электроэнергетических систем СССР //Электричество, 1935, № 17, с. 26–29.

426. **Флаксерман Ю.Н.** Использование оборудования электростанций и проблема резервов // Электричество, 1935, № 2, с. 1–4.

427. **Дмитриев С.Н.** Определение величины резерва мощности энергетической системы методом вероятностного анализа: автореф. канд. дис. – М., 1953, 15 с.

428. **Calabrese G.** Determination of reserve capacity by the probability method effect of interconnections //Trans. of AIEE, 1951, Vol. 70, pt. 1, p. 1018–1020.

429. **Limmer H.D.** Determination of reserve and interconnection requirements. – Power appar. and syst., 1958, № 37, p. 544–560, p. 580–581.

430. **Cook V.M., Galloway C.D., Steinberg M.J., Wood A.J.** Determination of reserve requirements of two interconnected systems // IEEE trans. on power appar. and syst., 1963, № 65, p. 18–33.

431. **Антонов Н.Н.** Аварийный резерв мощности и эффективность укрупнения агрегатов КЭС // В кн. Электроэнергетика, – М.; Л.: Наука, 1964, с. 32–38.

432. **Розанов М.Н.** О выборе экономически целесообразной пропускной способности дальних электропередач в послеаварийном режиме //Электричество, 1964, № 1, с. 8–10.

433. **Маркович И.М.** Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 352 с.

434. **Ушаков И.А.** Жива ли еще теория надежности // e-journal «Reliability: Theory & Application», March 2007, Vol. 2, №1, p. 66–83.

435. **Мелентьев Л.А.** О формировании теории управления большими системами в энергетике // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 4, с. 3–15.

436. **Руденко Ю.Н.**, **Чельцов М.Б., Федотова Г.А.** К оценке длительностей интервалов между авариями объектов электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1971, № 3, с. 3–13.

437. **Могирев В.В.**, **Руденко Ю.Н.** Алгоритм исследования надежности электроэнергетических систем произвольной конфигурации // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 1, с. 38–45.

438. **Александров И.А.**, **Ковалев Г.Ф., Руденко Ю.Н.** Сравнительный анализ надежности различных вариантов развития электроэнергетических систем // В кн. «Доклад на III Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР». – Л.: Энергия, 1973, с. 394–405.

439. **Руденко Ю.Н.** Вопросы исследования надежности электроэнергетических систем: автореф. д-ра техн. наук. – Л., 1971, 50 с.

440. **Федотова Г.А.** Комплексное решение задач распределения резервов активной мощности и планирования ремонтов оборудования электроэнергетических систем: автореф. дис. к.т.н. … – Новосибирск, 1985.

441. **Руденко Ю.Н.**, **Ушаков И.А.** К вопросу оценки живучести сложных систем энергетики // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1979, № 1, с. 14–20.

442. **Энергетическая** безопасность: Термины и определения. – М: ИАЦ Энергия, 2005, 80 с.

443. **Безопасность** России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность. (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики). – М.: МГФ Знание, 2001, 480 с.

444. **Надежность** систем энергетики: терминология / под ред. Ю.Н. Руденко. М.: Наука, 1980, Вып. 95, 44 с.

445. **Надежность** систем энергетики: сборник рекомендуемых. – М.: ИАЦ Энергия, 2007, 192 с.

446. **Терминологический** справочник по электроэнергетике. – М.: Типография КЕМ, 2008, 912 с.

447. **Китушин В.Г. Иванова Е.В.** Оценка эффективного срока реконструкции, замены оборудования // Проблемы современной экономики, 2008, № 4 (28), 4 с.

448. **Voropai N.I., Fedotova G.A.** Electric power system reliability control with regard to equipment ageing // CIGRE Session, Paris, August 30 – September 5 1998, rep. 39-04.

449. **Резервы** мощности в электроэнергетических системах стран-членов СЭВ / Ю.Н. Руденко, М.Н. Розанов, Г.Ф. Ковалев и др. / под ред. М.Н. Розанова, Г.А. Федотовой. – Новосибирск: Наука, 1988, 150 с.

450. **Эндрени Дж.** Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: пер. с англ. / под ред. Ю.Н. Руденко. – М: Энергоатомиздат, 1983, 336 с.

451. **Копьев С.Ф.** Развитие теплоснабжения в СССР // Водоснабжение и сан. техника, 1967, № 11, с. 9–13.

452. **Повышение** уровня эксплуатации и надежности тепловых сетей: тезисы докладов Всесоюзного научно-технического совещания. – Л.: 1970, 113 с.

453. **Громов Н.К.** Резервирование в тепловых сетях городов // Электрические станции, 1971, № 3, с. 35–38.

454**. Николаев А.А.** Основные вопросы развития теплофикации // Теплоэнергетика, 1974, № 4, с. 22–26.

455. **Об автоматизированных** системах программ для расчета гидравлических режимов трубопроводных сетей / А.П. Меренков, К.С. Светлов, М.К. Такайшвили и др. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 3, с. 126-131.

456. **Грачев Ю.П.** Выбор расчетной температуры наружного воздуха для определения отопительной нагрузки теплофикационных систем // Теплофикация, тр. ЛИЭИ, 1956, Вып. 12, с. 73–84.

457. **Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д.** Математические методы в теории надежности. – М.: Наука, 1965, 524 с.

458. **Гнеденко Б.В., Коваленко И.Н.** Введение в теорию массового обслуживания. – М.: Наука, 1987, 336 с.

459. **Надежность** технических систем. Справочник: / под ред. И.А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985, 608 с.

460. **Черкесов Г.Н.** Надежность технических систем с временной избыточностью. – М.: Сов. радио, 1974, 296 с.

461. **Беляев Ю.К.** Статистические методы в теории надежности. – М.: Знание, 1978, 66 с.

462. **Коваленко И.Н., Кузнецов Н.Ю., Кривуца В.Н.** Метод статистического моделирования // Надежность и эффективность в технике. – М.: Машиностроение, 1987, Т. 2, с. 208–250.

463. **Коваленко И.Н.** Анализ редких событий при оценке эффективности и надежности систем. – М.: Сов. радио, 1980, 209 с.

464. **Коваленко И.Н., Кузнецов И.Ю.** Методы расчета высоконадежных систем. М.: Радио и связь, 1988, 176 с.

465. **Меренков А.П., Сеннова Е.В.** Развитие методов исследования и обеспечения надежности теплоснабжающих систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1984, № 2, с. 58–65.

466. **Меренков А.П., Сеннова Е.В.** Оптимизация теплоснабжающих систем с учетов требований надежности при проектировании // Надежность и контроль качества, 1984, № 2, с. 39–43.

467. **Сеннова Е.В., Стенников В.А., Мирошниченко В.В.** Проблема оптимизации развития и реконструкции крупных теплоснабжающих систем // Новые информационные технологии управления развитием и функционированием трубопроводных систем. Энергетика. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1993, с. 52–68.

468. **Стенников В.А.** Методические и практические вопросы обоснования рациональных уровней централизации в системах теплоснабжения крупных городов // Новые информационные технологии управления развитием и функционированием трубопроводных систем. Энергетика. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1993, с. 79–89.

469. **Сеннова Е.В., Мирошниченко В.В.** Исследование надежности тепловых сетей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1988, № 3, с. 14–23.

470. **Сеннова Е.В., Ощепкова Т.Б., Мирошниченко В.В.** Методические и практические вопросы построения надежных теплоснабжающих систем // Изв. РАН. Энергетика, 1999, № 4, с. 65–75.

471. **Стенников В.А., Постников И.В.** Комплексная оценка надежности теплоснабжения потребителей // Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем. – СПб, 2006, с. 36–37.

472. **Стенников В.А., Постников И.В.** Трубопроводные системы энергетики. Развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации. – Новосибирск: Наука, 2008, с. 139–163.

473. **Хасилев В.Я.** О методике оптимизации резервируемых систем водоснабжения с учетом критериев и параметров надежности // Проблемы надежности систем водоснабжения. – М.: МИСИ им. В.В. Куйбышева, 1973, с. 16–29.

474. **Ионин А.А.** Надежность систем тепловых сетей. – М.: Стройиздат, 1989, 268 с.

475. **Клер А.М., Деканова Н.П.** и др. Теплосиловые системы. Оптимизационные исследования. – Новосибирск: Наука, 2005, 202 с.

476. **Веников В.А.**, **Руденко Ю.Н., Совалов С.А.** Задачи исследования надежности электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 5, с. 12–24.

477. **Проблема** надежности в топливо- и энергоснабжении / Л.А. Мелентьев, Ю.Н. Руденко, В.А. Веников и др. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 5,,с. 3–11.

478. **Методы** оптимизации резервов и запасов в системах энергетики // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990, Вып. 36, Т. 1, 184 с.; Т. 2. 187 с.

479. **Теоретико-методические** проблемы надежности систем энергетики / И.А. Глебов, М.Н. Розанов, М.Б. Чельцов и др. / под ред. Ю.Н. Руденко. – Новосибирск: Наука, 1985, 220 с.

480. **Нормативные** требования к надежности систем энергетики // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Новосибирск: Наука, 1986, Вып. 31, 177 с.

481. **Методы** и модели исследования живучести систем энергетики // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики /под. ред. Ю.Н. Руденко. – Новосибирск: Наука, 1990, 185 с.

482. **Надежность** и безопасность стареющих систем энергетики // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Киев: Общество «Знание» Украины, 1995, Вып. 47, 205 с.

483. **Надежность** систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Г.Ф. Ковалев, Е.В. Сеннова, М.Б. Чельцов и др. /под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 1999, 434 с.

484. **Надежность** систем энергетики: Методические и практические задачи: сборник лекций. – Новосибирск: Наука, 2005, 290 с.

485. **Надежность** либерализованных систем энергетики / под ред. Н.И. Воропая, А.Д. Тевяшева. – Новосибирск: Наука, 2004, 333 с.

486. **Федотова Г.А.** Международный научный семинар «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Проспект. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010, 70 с.

487. **Voropai N.I.,** Palamarchuk S.I. and Podkovalnikov S.V. Power Industry in Russia State-of-the-Art and Reforming Process //Proc. of the 4th Intern. World Energy System Conference (WRSC-02), March 4-6, 2002, Tokyo, Japan, p. 145–152.

488. **Palamarchuk S.I., Lamoureux M.A., Voropai N.I.** Status of Russian Power Sector Liberalization //Proc. of the 3d Intern. Conf. on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), April 6-9, 2008, Nanjing, China, Paper № 08DRPT-1854.

489. **Palamarchuk S.I., Voropai N.I.** Status and Development of the Russian Electricity Market //IEEE PES General Meeting, 2009, Calgary, Canada, Paper № 09GM1410.

490. **Паламарчук С.И., Черемных А.Ю.** Методика планирования свободных двусторонних договоров на конкурентном оптовом рынке электроэнергии // Науч. вестн. Новосибирского гос. техн. ун-та. – Новосибирск, 2008, № 2(31), с. 121–137.

491. **Palamarchuk, S.I.:** 'Bilateral Contract for Electricity Delivery: Scheduling and Arrangement', Proc. IEEE PowerTech Conf., Lausanne, Switzerland, July 01-05, 2007, paper MA-2-255

492. **Palamarchuk S.,** Cheremnykh A., Bilateral Contracts Scheduling in a Competitive Wholesale Electricity Market // Proc. of the Conf. "Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management". August 14-18, Irkutsk, 2006, p. 42–49.

493. **Palamarchuk S.** Dynamic Programming Approach to the Bilateral Contract Scheduling//IET Journal. Generation, Transmission & Distribution, 2009.

494. **Palamarchuk S.** Bilateral Contract Correction and Cancellation in the Competitive Electricity Markets //Proc of the IEEE PowerTech Conf. June 28-July 2, 2009, – Bucharest, Romania, Paper № 171.

495. **Васильев М.Ю.** Последствия отделения сетей от генерации // Теория и методы согласования решений: сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука, 2009, с.70–91.

496. **Васильев М.Ю., Филатов А.Ю.** Модели стратегического взаимодействия генерирующих и сетевых компаний в электроэнергетике // Тр. IV Всерос. конф. «Проблемы оптимизации и экономические приложения» 29 июня-4 июля. – Омск, 2009, с. 38–43.

497. **Vasiliev M.** Key Regulatory Elements in Electric Power Industry: Russia vs. European Union // Proc/ of the Intern/ Conf. European Energy Markets, May 28-30. – L: Belgium, 2009.

498. **Легалов Д.И., Паламарчук С.И.** Долгосрочное планирование режимов электроэнергетических систем с ГЭС // Электричество, 2005, № 10, с. 9–16.

499. **Legalov D.I., Palamarchuk S.I.** Hydro Generation Scheduling with Electricity Price Calculation //Proc. of the IEEE PowerTech Conf. June 27-30, 2005, S.Petersburg, Russia, Paper № 441.

500. **Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В.** Методы управления теплоснабжением потребителей в условиях рынка // Изв. АН. СССР. Энергетика, 2009, № 3, с. 27–36.

501. **Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В.** Двухуровневое управление организацией теплоснабжения потребителей в рыночных условиях // Трубопроводные системы энергетики. Развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации / В.К. Аверьянов, Н.Н. Новицкий, М.Г. Сухарев и др. – Новосибирск: Наука, 2008, с. 119–127.

502. **Методические** указания о порядке расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке. – М.: Утверждены ФЭК РФ 16.04.1997.

503. **Sobolevsky V.M., Stennikov V.A., Chernikova L.I.** Principles o tariff design for Regional Electric Utility in Russia /Liberalization and Modernization of Power Systems: Operation and Control Problems. The Intern. Workshop Proc. Edited by V.I. Voropai, E.T. Handschin. – Irkutsk, Systems Institute, 2001, P. 51–56.

504. **Стенников В.А., Соболевский В.М., Черникова Л.И.** Анализ основных методических принципов расчета экономически обоснованных тарифов на электроэнергию в РФ. РФ. – М.: Тарифное регулирование и экспертиза, 2006, № 1, с. 59–73.

к главе 4

1. **Кононов Ю.Д.** Энергетика и экономика (проблемы перехода к новым источникам энергии) – М.: Наука, 1981, 188 с.

2. **Елохин В.Р.** Нелинейная регрессионная модель для прогнозирования электропотребления // Вопросы прогнозирования топливно-энергетического комплекса. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976, с. 114–123.

3. **Кононов Ю.Д., Любимова Е.В., Тыртышный В.Н.** Проблемы оценки народнохозяйственных последствий долгосрочных стратегий развития энергетики // Экономика и математические методы, 1983, т. 19, вып. 5, с. 912–916.

4. **Кононов Ю.Д., Корнеев А.Г., Ткаченко В.З.** Моделирование внешних производственных связей отраслевых систем // Экономика и математические методы, 1979, т. 15, вып. 5, с. 969–978.

5. **Kononov Yu., Por A.** The IMPACT Model – IIASA, RR–79–8, 1979, 72 p.

6. **Криворуцкий Л.Д.** Система моделей среднесрочного прогнозирования развития энергетики // Модели развития энергетики и согласование решений / отв. ред. А.А. Макаров. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1984, с. 51–97.

7. **Гершензон М.А.** Моделирование динамики межотраслевых связей энергетики – Новосибирск: Наука, 1983, 240 с.

8. **Ткаченко Г.Е.** Прогнозирование условий долгосрочного развития ТЭК с учетом неопределенности его внешних связей // Методы анализа и модели структуры территориально-производственных комплексов. – Новосибирск: Наука, 1979, с. 47–59.

9. **Медведева Е.А.** Технологические уклады и энергопотребление – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1994, 250 с.

10. **Динамика** энергопотребления в России на фоне глобальных тенденций / Кононов Ю.Д., Гальперова Е.В., Мазурова О.В. и др. // Экономические проблемы энергетического комплекса – М.: ИЭП РАН, 2001, 33 с.

11. **Кононов Ю.Д., Мазурова О.В.** Потенциал энергосбережения и зависимость энергоемкости промышленности от темпов экономического роста // Промышленная энергетика, 2002, № 1, с. 8–11.

12. **Гальперова Е.В.** Особенности прогнозирования энергопотребления на региональном уровне // Изв. РАН. Энергетика, 2004, № 4, с. 61–66.

13. **Гальперова Е.В., Кононов Ю.Д**. Прогнозирование спроса на энергоносители // Методы и модели разработки рациональных энергетических программ / отв. ред. Б.Г. Санеев. – Новосибирск: Наука, 2003, с. 29–37.

14. **Гальперова Е.В., Кононов Ю.Д., Мазурова О.В.** Прогнозирование спроса на энергоносители в регионе с учетом их стоимости // Регион: экономика и социология, 2008, № 3, с. 207–219.

15. **Кононов Д.Ю., Кононов Ю.Д.** Методический подход к долгосрочному прогнозированию цен на электроэнергию – Иркутск, 2006, 25 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН, № 2

16. **Кононов Ю.Д., Куклина А.Ю., Тыртышный В.Н.** Оценка макроэкономических последствий удорожания энергоносителей // Экономика и математические методы, 2004, т. 40, № 4, с. 93–101.

17. **Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю.** Методический подход к исследованию свойства инерционности развития систем энергетики // Изв. РАН. Энергетика, 2008, № 6, с. 71–78.

18. **The limits** to growth: A report to the Club of Rome's project on predicament of mankind /D.H. Meadows, D.L. Meadows, J. Randers et al. NY: A Potomac Accociaces Book, 1972.

19. **Häfele W.** Energy in a finite world: A global systems analysis // Program Leader. Cambridge, Massachusetts: Ballinger Publ. comp., 1981.

20. **Global** energy perspectives to 2050 and beyond / Grübler A., Jefferson M., McDonald A. et al. // World Energy Council, International Institute for Applied Systems Analysis, 1995.

21. **Nakicenovic N., Grübler A., McDonald. A. //** Global energy perspectives – Cambridge: University Press, 1998.

22. **World** Energy assessment: energy and the challenge of sustainability / ed. J. Goldemberg. United Nations Development Programme; United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council, 2000.

23. **Special** report on emissions scenarios. A special report of working group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change / N. Nakicenovic, J. Alcamo, G. Davis et al. – Cambridge University Press, 2000.

24. **Climate** Change 2007 Mitigation. Contribution of Working Group III to the fourth assessment report of the intergovernmental panel on climate change – Cambridge University Press, 2007.

25. **Riahi K.**, **Grübler A., Nakicenovic N.** Scenarios of long-term socio-economic and environmental development under climate stabilization // Technological forecasting & Social Change – 2007, vol. 74, p. 887–935.

26. **Scenarios o**f nuclear power growth in the 21st century / Zaleski C.P., Belyaev L.S., Filippov S.P. et al. – Paris: University of Paris IX Dauphine, 2002.

27. **Scenarios** of nuclear power growth in the 21st century / Belyaev L.S., Bennett L.L., Bertel E. et al. – Paris: Center of Geopolitics of Energy and Raw material University of Paris IX Dauphine, 2002.

28. **World** energy outlook 2006 – Paris: International Energy Agency, 2008.

29. **International** energy outlook 2008. – Washington, DC: Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Sept. 2008.

30. **World** oil outlook 2008 – Vienna: Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2008.

31. **Energy** for a sustainable world / J. Goldemberg, T.B. Johansson, A.K.N. Reddy, R.H. Williams. – New Delhi: Wiley Eastern Ltd, 1988.

32. **Динамика,** структура, ресурсная обеспеченность мирового производства первичной энергии и электроэнергии в 1860–2000 гг. (Обзор) / отв. исп. Г.Б. Славин. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1980, 406 с.

33. **The multiproduct** world energy system: Expediency of creation / Belyaev L., Papin A., Rudenko Yu., Sinyak Yu. // Proc. of the 1st Int. Symp. on World Energy System (St. Peterburg, 4-6 Nov., 1991). – Budapest: Syst. Consulting, 1992, p. 16–27.

34. **Беляев Л.С.**, **Коротеев А.С., Руденко Ю.Н.** Энергия из Космоса: Возможная роль и влияние на развитие энергетических систем // Изв. РАН. Энергетика, 1994, № 6, с. 46–54.

35. **Belyaev L.**, **Rudenko Yu., Sinyak Yu.** The concept of a world energy system // Int. Global Energy Issues, 1994, vol.6, No.3/4/5, p. 275–279.

36. **Filippov S.P.** IES in the Kansk-Achinsk region: Study approach and mathematical modeling // Proc. of Joint ICIES/ IIASA Task Force Meeting «Integrated Energy Systems: Technical Possibilities and Economic Prospects» (Laxenburg, July 13–15, 1987), IIASA, Laxenburg, Austria, 1987.

37. **Filippov S. P.**, **Kavelin I. Ya.** A mathematical model for the world energy system study // Proc. of the 3rd Int. Symp. on the World Energy System (Uzhgorod, 4–7 Nov., 1993) – Budapest: Syst. Int. Foundation, 1994, p. 271–280.

38. **Filippov S.P.**, **Tyrtyschnyi V.N.** The GEM-10R software package for the global energy studies // Методы оптимизации и их приложения – Иркутск, СЭИ СО РАН, 1995, с. 306.

39. **Аганбегян А.Г.**, **Багриновский К.А.** О соотношении локальных оптимумов и глобального народнохозяйственного оптимума в задачах по развитию и размещению производства // Экономико-математические модели и методы отраслевого планирования. – Новосибирск: Наука, 1967, с. 3–25.

40. **Беляев Л.С.**, **Кавелин И.Я., Филиппов С.П.** Исследования эффективности мировой энергетической системы с применением математических моделей // Изв. РАН. Энергетика, 1994, № 4, с. 46–54.

41. **Belyaev L.S.**, **Filippov S.P., Marchenko O.V.** Possible role of power from space in the 21st century // Proc. of the SPS-97 Conf. (Montreal, Canada, Aug. 24-28, 1997), Canadian Aeronautics and Space Institute, 1997, p. 35–40.

42. **Беляев Л.С.**, **Филиппов С.П.** Изучение долгосрочных тенденций в развитии мировой энергетики // Изв. РАН. Энергетика, 1996, № 3, с. 10–21.

43. **Belyaev L.S.**, **Filippov S.P., Marchenko O.V.** Possible role of nuclear energy and power from space in 21st century // Proc. 5th Symp. on World Energy System. – Canada, Toronto, 1996, p. 143–150.

44. **Беляев Л.С.**, **Марченко О.В., Филиппов С.П.** Исследование тенденций и масштабов развития ядерной энергетики мира в XXI веке // Изв. вузов. Энергетика, 1997, № 1, с. 4–9.

45. **Коптюг В. А.** Информационный обзор «Конференция ООН по окружающей среде и развитию. Рио-де-Жанейро, июнь 1992 г.» – Новосибирск: СО РАН, 62 с.

46. **Мировая** энергетика и переход к устойчивому развитию / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.П. Филиппов и др. – Новосибирск: Наука, 2000, 269 с.

47. **World** energy and transition to sustainable development / Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P., Solomin S.V. et. al/ – Kluver Academic Publishers, 2002.

48. **The role** of North-and Southeast Asia in long-term world energy development // Belyaev L.S., Filippov S.P., Marchenko O.V., Solomin S.V. Energy Cooperation in Northeast Asia:Prerequisites, Conditions, Ways: Proc. of the 3th Int. Conf. – Irkutsk: Energy Systems Institute, 2002, p. 96–106.

49. **Belyaev L.S.**, **Marchenko O.V., Solomin S.V.** A study of wind energy contribution to global climate change mitigation // Int. Jour. Energy Technol. and Policy. – 2005, vol. 3, N. 4, p. 324–341.

50. **Belyaev L.S.**, **Marchenko O.V., Solomin S.V.** Studies on competitiveness of space and terrestrial solar power plants // Int. Journ. of Global Energy Iss. – 2006, vol. 25, N.1/2, p. 94–108.

51. **Беляев Л.С.**, **Марченко О.В., Соломин С.В.** Исследование долгосрочных тенденций развития возобновляемых источников энергии // Перспективы энергетики. 2007, т. 11, с. 9–18.

52. **Belyaev L.S.**, **Marchenko O.V., Solomin S.V.** The role of renewable energy sources in long-term sustainable development of energy in Asia // Asian Energy Cooperation: Mechanisms, Riscs, Barriers. Proc. of the 5th Int. Conf. – Irkutsk: Energy Systems Institute, 2007, p. 108–117.

53. **Мировая** энергетика: Состояние, проблемы, перспективы / Беляев Л.С., Бушуев В.В., Ластовская М.Р. и др. – Москва: ИД «Энергия», 2007, 664 с.

54. **Марченко О.В.**, **Соломин С.В.** Исследование долгосрочных перспектив использования возобновляемых источников энергии для децентрализованного энергоснабжения – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006, 62 с.

55. **Марченко О.В.**, **Соломин С.В., Лебедев А.В.** Программный комплекс для исследования долгосрочных перспектив применения возобновляемых источников энергии в системах децентрализованного энергоснабжения // Вестн. ИрГТУ, 2006, № 2 (26), т.3, с.85–90.

56. **Филиппов С.П.**, **Лебедев А.В.** Мультирегиональная динамическая модель мировой энергетической системы – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2003, 74 с.

57. **Филиппов С.П.**, **Лебедев А.В.** Программный комплекс для глобальных энергетических исследований – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2003, 44 с.

58. **Марченко О.В.** Математическая модель энергосистемы с возобновляемыми источниками энергии // Изв. РАН. Энергетика, 2006, № 3, с.54-61.

59. **Мелентьев Л.А.** Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. Изд. 2-е доп. и перераб. – М.: Высшая школа, 1982, 319 с.

60. **Мелентьев Л.А.** Очерки истории отечественной энергетики – М.: Наука, 1979, 415 с.

61. **Мелентьев Л.А**. Системные исследования в энергетике. Изд. 2-е допол. и перераб. – М.: Наука, 1983, 456 с.

62. **Макаров А.А., Мелентьев Л.А.** Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства – Новосибирск: Наука, 1973, 376 с.

63. **Методы** применения электронно-вычислительных машин в энергетических расчетах / под ред. Л.А. Мелентьева – М.: Наука, 1964, 319 с.

64. **Методы** математического моделирования в энергетике / под ред. Л.А. Мелентьева и Л.С. Беляева – Иркутск: Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1966, 432 с.

65. **Методические** положения оптимизации развития топливно-энергетического комплекса – М.: Наука, 1975, 88 с.

66. **Методы** и модели для исследования оптимальных направлений долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса/ под ред. А.А. Макарова – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1977, 90 с.

67. **Бирман И.Я.** Расчет оптимальной схемы перевозок взаимозаменяемых продуктов //Вест. статистики, 1960, № 6, с. 15–21.

68. **Криворуцкий Л.Д.** Имитационная система для исследования развития топливно-энергетического комплекса – Новосибирск: Наука, 1983, 127 с.

69. **Методы** и модели разработки региональных энергетических программ/ Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Агафонов Г.В., Лагерев А.В.и др. – Новосибирск: Наука, 2003, 140 с.

70. **Региональные** энергетические программы: методические основы и опыт разработки / под ред. Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Наука, 1995, 246 с.

71. **Некрасов А.С., Синяк Ю.В.** Перспективы развития топливно-энергетического комплекса России на период до 2030 г. //Проблемы прогнозирования. 2007, №4, с. 21–53.

72. **Оптимизация** развития топливно-энергетического комплекса / под ред. А.С. Некрасова – М.: Энергоиздат, 1981, 240 с.

73. **Системные** исследования проблем энергетики / под ред. Н.И. Воропая – Новосибирск: Наука, 2000, 558 с.

74. **Топливно-энергетический** комплекс России: современное состояние и взгляд в будущее / Агафонов Г.В., Волкова Е.Д., Воропай Н.И. и др. – Новосибирск: Наука, 1999, 312 с.

75. **Лагерев А.В.** Динамическая территориально-производственная модель для формирования сценариев взаимосогласованного развития энергетики России по Федеральным округам // Изв. РАН. Энергетика, 2004, № 4, с. 26–32.

76. **Лагерев А.В., Ханаева В.Н.** Информационно-вычислительная система для оптимизации развития ТЭК страны / Региональные энергетические программы: методические основы и опыт разработки; под ред. Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1995, с. 22–28.

77. **Беляев Л.С.** Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности. – Новосибирск: Наука, 1978, 128 с.

78. **Лагерев А.В., Санеев Б.Г.** Построение и использование адаптивной модели при оптимизации развития электроэнергетической системы // Вопросы построения АИСУ развитием ЭЭС. Вып. 1. Учет неопределенности исходной информации / под ред. Л.С. Беляева. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1978, с. 120–129.

79. **Метод** исследования зон неопределенности оптимального развития экономических систем / Макаров А.А., Макарова А.С., Санеев Б.Г., Лагерев А.В. //Методы анализа и модели структуры территориально-производственных комплексов / под ред. М.К. Бандмана и А.А. – М.– Новосибирск: Наука, 1979, с. 8–31.

80. **Смирнов В.А.** Процессы адаптации в развитии энергетики – М: Наука, 1983, 196 с.

81. **Гермейер Ю.Б**. Введение в теорию исследования операций – М.: Наука, 1971, 384 с.

82. **Веселов Ф.В., Макарова А.С**. Комплексный подход и средства оптимизации инвестиционных решений в энергетике в период реформирования рынка //Пятые Мелентьевские теоретические чтения – М., 2004, с.127–142.

83. **Елисеева О.А., Лукъянов А.С. Челбаева Л.Г.** Назначение. Состав и структура модели оптимизации развития нефтяной отрасли // Пятые Мелентьевские теоретические чтения – М.:, 2004, с. 245–256.

84. **Шевчук Л.М., Лукъянов А.С., Кудрявцев А.А.** Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний // Изв. РАН. Энергетика, 2000, №2, с. 52–64.

85. **Соколов А.Д., Такайшвили Л.Н.** Моделирование и оптимизация угольной промышленности в условиях рынка //Пятые Мелентьевские теоретические чтения – М., 2004, с. 281-292.

86. **Energy** planning and the development of carbon mitigation strategies. Using the MARKAL family of models – Washington, 2000, 41 p.

87. **Messner S., Strubegger M.** User's Guide for MESSAGE III / WP-95-69. IIASA. 1995, 155 p.

88 **Messne S.r, Schrattenholzer L.** Message-Macro: Linking Energy Supply Model with a Macroeconomic Module and Solving it Iteratively //Energy, 2000, vol. 25, p. 267–282.

89. **The EC Energy** and Environmental model EFOM-ENV/GAMS. Netherlands Energy Research Foundation ECN. Nov. 1991, 80 p.

90. **Messner S., Golodnikov A., Gritsevskii A.** A stochastic version of the dynamic linear programming model message III // Energy, 1996, vol. 21, p. 775–784.

91. **Перспективы** развития энергетики России в XXI веке и выбросы парниковых газов / Санеев Б.Г., Лагерев А.В., Ханаева В.Н., Чемезов А.В. // ТЭК, 2004, №4, с. 132–134.

92. **Энергетические** рынки России в первой половине XXI века / Санеев Б.Г., Лагерев А.В., Ханаева В.Н., Чемезов А.В // Энергетическая политика, 2005, № 1, с. 45–54.

93. **Лагерев А.В., Санеев Б.Г., Ханаева В.Н.** Эффективность и масштабы использования сибирских энергоресурсов в ТЭК России // Изв. РАН Энергетика, 2006, № 3, с. 115–120;

94. **Лагерев А.В.** Влияние масштабов развития атомной энергетики на рынки угля федеральных округов Европейской части России // Перспективы энергетики, 2006, т. 10, с.45–54.

95. **Санеев Б, Лагерев А., Ханаева В.** Сибирь – регион особого значения (Сибирь, как минимум, до 2030 г. останется основным источником энергоресурсов для внутреннего рынка и экспорта) //Нефть России. 2006, №9, с.33–37.

96. **Санеев Б.Г., Лагерев А.В., Ханаева В.Н.** Сибирские энергоресурсы: Роль и перспектива в ТЭК страны // ЭКО, 2006, №11, с. 19–33.

97. **Санеев Б.Г., Лагерев А.В., Ханаева В.Н.** Развитие ТЭК России и условия топливоснабжения электростанций // Энергетическая политика, 2007, № 2, с. 31–36.

98. **Краева М.И., Жариков Е.П**. Оптимизация региональных топливно-энергетических комплексов – М.: Наука, 1983, 125 с.

99. **Некрасов А.С., Станевичус А.И.** Оптимизация топливно-энергетического хозяйства района и условия его увязки с топливно-энергетическим хозяйством страны / Матер. совещания по вопросам совместной оптимизации ТЭБ страны и отдельных экономических районов – Тбилиси, 1970, т. 1, с. 78–107.

100. **Развитие** топливно-энергетического комплекса Сибири / Кулешов В.В., Бандман М.К., Воробьева В.В., Чернышов А.А., Чурашев В.Н. и др. // Долговременные принципы развития экономики Сибири: сб. науч. тр. – Новосибирск, 1996, с. 139–161.

101. **Бандман М.К., Воробьева В.В.** Содержание и схема разработки региональных энергетических программ / Региональные энергетические программы: методические основы и опыт разработки – Новосибирск: Наука, 1995, с. 10-16.

102. **Кисельников А.А., Чурашев В.Н., Шибанов А.П.** Роль и задачи энергетики в обеспечении социально-экономического развития Новосибирской области // Проблемы социально-экономического развития Новосибирской области: сб. науч. тр. / под ред. А.С. Новоселова – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП, 2002, с. 88–100.

103. **Топливно-энергетический** баланс Республики Саха (Якутия) / М-во экон. разв-я Респ. Саха (Якутия), ин-т физ.-тех. проблем Севера СО РАН; науч. рук. и отв. исп. д.т.н. Н.А. Петров. – Якутск: Сахаполиграфиздат, 2005, ч. 1, 160 с.; ч. 2, 280 с.

104. **Минакир П.А., Калашников В.Д.** Перспективы совершенствования топливно-энергетического баланса Дальнего Востока России и энергетическое сотрудничество со странами АТР // Восточная энергетическая политика России и энергетическое сотрудничество со странами АТР: тез. докл., 22–26 сент. 1998. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, с. 31–33.

105. **Турецкий В.С.** Условия энергообеспечения и их влияние на общеэкономическую ситуацию в Дальневосточном регионе и его отдельных районах, проблемы развития топливно-энергетического комплекса // Экономическое развитие и международное сотрудничество на Дальнем Востоке России: Матер. междунар науч. конф.; 13–14 мая 1996 – Хабаровск: ДВО РАН, 1996, с. 140–144.

106. **Калинина А.А., Манов Н.А.** Развитие топливно-энергетического комплекса Тимано-Печорского ТПК с учетом потребностей Европейской части страны и Урала// Проблемы развития производительных сил Урала до 1990-2000 гг., секц. 11– М.: КЕПС АН СССР, 1980.

107. **Энергетическая** стратегия Республики Коми (основные направления развития систем электро-, тепло- и топливоснабжения) / А.А. Калинина, Ю.И. Колобов, Л.Я. Кукреш, В.Н. Лаженцев и др. – Сыктывкар, 1996, 188 с.

108. **Региональный** энергетический комплекс (особенности формирования, методы исследования) / Ануфриев А.Ф., Викшерская Г.М., Зоркальцев В.И. и др. – Ленинград: Наука, 1988, 200 с.

109. **Баранник Б.Г., Криворуцкий Л.Д.** Энергетическая база Запада европейского Севера России (проблемы и перспективы развития) – Апатиты, 1999,165 с.

110. **Основные** направления развития энергетики Баренцрегиона / Б.Г. Баранник, В.Р. Елохин, Л.Д. Криворуцкий и др. – Апатиты: КНЦ РАН. Препр., 1997, 40 с.

111. **Основные** проблемы и направления развития энергетического комплекса Сибири / Руденко Ю.Н., Санеев Б.Г., Соколов А.Д. и др. // Основные направления и проблемы развития энергетики СССР на перспективу – М: АН СССР, Бюро СМ СССР по ТЭК, вып. 2: Секция экономического баланса страны и регионов, 1989, с. 84–102.

112. **Руденко Ю.Н., Санеев Б.Г.** Направления и проблемы формирования Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса // Изв. СО АН СССР. Сер. Экономика и прикладная социология. Вып. 2, 1988, с. 22–30.

113. **Некоторые** результаты исследований долгосрочного развития КАТЭК/ В сб. Энергетический комплекс Сибири / Макаров А.А., Санеев Б.Г., Лагерев А.В. и др. / под ред. Г.П. Добровольского – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1984, с. 149–196.

114. **Ханаева В.Н.** Модели и методы оптимизации развития топливно-энергетического хозяйства района // Экономико-географические проблемы формирования ТПК Сибири – Новосибирск: Наука, 1969, с. 45–52.

115. **Основные** проблемы и перспективы развития энергетики районов Азиатского Севера / Баутин С.М., Подкорытов В.И., Рыльский В.А. и др. / под ред. Л.А. Козлова Проблемы Севера – М.: Наука, 1988, вып. 23. Энергетика Севера, с. 144–151.

116. **Энергетическая** стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.energystrategy.ru/

117. **Энергетика** России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления / под. ред. А.П. Меренкова – Новосибирск: Наука, 1996, 359 с.

118. **Методика** формирования региональных энергетических программ/ Министерство энергетики Российской Федерации – М., 2000, 99 с.

119. **Мастепанов А.М.** Региональные и внешнеэкономические аспекты энергетической политики России – М.: ВНИИОЭНГ, 1997, 328 с.

120. **Методы** и модели для разработки региональных энергетических программ/ под ред. Б.Г. Санеева – Новосибирск: Наука, 2002, 170 с.

121. **Методы** и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики/ Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов и др. – Новосибирск: Наука, 2009, 178 с.

122. **Корнеев А.Г., Бобков К.А.** Методические подходы к оценке налоговых доходов нефтегазового комплекса в районах нового освоения // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, 2007, №12, с. 16–28.

123. **Санеев Б.Г., Кузьмин Ю.Н., Цапах А.С.** Моделирование и исследование взаимодействия экономики и энергетики региона – Иркутск, 2000, 66 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН

124. **Об энергетической** безопасности государства/ Н.И. Воропай, Л.Д. Криворуцкий, Ю.Н. Руденко и др.// Энергетика и электрификация. Украина, 1995, № 3, с. 49–51.

125. **О сущности** и основных проблемах энергетической безопасности России / Н.И. Воропай, С.М. Клименко, Л.Д. Криворуцкий и др.// Изв. РАН. Энергетика, 1996, № 3, с. 38–49.

126. **Некоторые** проблемы энергетической безопасности России и ее регионов/ Н.И. Воропай, С.М. Клименко, Л.Д. Криворуцкий и др.// Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления / под ред. А.П. Меренкова – Новосибирск: Наука, 1996, с. 23–35.

127. **Energy** Dictionary/ World Energy Council – Paris: Jouve SI, 1992, 635 p.

128. **Федеральны**й закон «О безопасности» от 05.03.92 № 2446-1 (в ред. Закона РФ от 25.12.92 № 4235-1, Указа Президента РФ от 24.12.93 № 2288) // Безопасность России: Правовые,

социально-экономические и научно-технические аспекты. Основополагающие государственные документы. – М.: МГФ Знание, 1998, ч. 1, с. 117–127.

129. **Энергетическая** безопасность – надежность систем энергетики – надежность энергоснабжения: соотношение понятий и аспектов исследования/ Воропай Н.И., Криворуцкий Л.Д., Пяткова Н.И.и др.// Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики – Мурманск, 1996, вып. 48: Актуальные проблемы надежности систем энергетики в новых условиях, с. 74–80.

130. **Энергетическая** безопасность. Термины и определения/ отв. ред. чл.-корр. РАН Н.И. Воропай – М.: ИАЦ Энергия, 2005, 60 с.

131. **Энергетическая** безопасность России / Бушуев В.В., Воропай Н.И.,. Мастепанов А.М и др. – Новосибирск: Наука, 1998, 306 с.

132**. Славин Г.Б**., **Чельцов М.Б.** Энергетическая безопасность: термины и определения. Иркутск, 1999, 31 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН № 4.

133. **Воропай Н.И**., **Славин Г.Б., Чельцов М.Б.** О формировании терминологии в области энергетической безопасности // Энергетическая политика России на рубеже веков – М.: Папирус ПРО, 2001, т. 1, с. 157–166. (Первоначально опубликовано в: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 51. Межотраслевые проблемы и междисциплинарные аспекты исследования надежности системы энергетики. Сыктывкар, 2000, с. 19–25).

134. **Основные** методические принципы исследования и обеспечения живучести систем энергетики/ Воропай Н.И., Криворуцкий Л.Д., Руденко Ю.Н.и др.// Методы и модели исследования живучести систем энергетики – Новосибирск: Наука, 1990, с. 9–17.

135. **Комплексные** исследования живучести систем энергетики/ Антонов Г.Н., Воропай Н.И., Криворуцкий Л.Д. и др. // Изв. РАН. Энергетика, 1992, № 6, с. 31–41.

136. **Шамраев Н.Г**., **Троицкий А.А.** Энергетическая безопасность России – важнейший фактор ее экономической безопасности // Энергетическая политика, 1996, № 2, с.13–14.

137. **Бушуев В.В**., **Мастепанов А.М, Родионов П.И.** Энергетическая безопасность России // Газовая промышленность, 1997, № 8, с. 12–15.

138**. Макаров А.А**. Проблемы энергетической безопасности России //Энергетическая политика России на рубеже веков, т. 2. – М.: Папирус ПРО, 2001, с. 83-87 (Первоначально опубликовано в кн. Роль ядерной энергетики – М., 1996).

139. **Проект** Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации // Энергетическая политика, 1996, № 2, с. 2-7.

140. **Энергетическая** стратегия России на период до 2020 года //ТЭК, 2003, № 2, с. 5-37.

141. **Энергетика** России. Стратегия развития. Научное обоснование энергетической политики – М., 2003, 799 с.

142. **Новая** энергетическая политика России / под общ. ред. Ю. Шафраника – М.: Энергоатомиздат, 1995, 512 с.

143. **Криворуцкий Л.Д**., **Массель Л.В.** Информационная технология исследований развития энергетики – Новосибирск: Наука, 1995, 160 с.

144. **Исследование** некоторых вопросов живучести электроэнергетических систем с учетом нетрадиционных средств управления/ Агарков О.А., Воропай Н.И., Кычаков В.П. и др.// Методы и модели исследования живучести систем энергетики /под ред. Ю.Н. Руденко – Новосибирск: Наука, 1990, с. 198–203.

145. **Программное** и информационное обеспечение решения задач живучести Единой системы газоснабжения СССР / Храмов А.В., Еникеева С.М., Хрусталева Н.М. и др. // Методы и модели исследования живучести систем энергетики / под ред. Ю.Н. Руденко – Новосибирск: Наука, 1990, с. 86–91.

146. **Пичурина М.И**., **Сендеров С.М., Янченко В.А.** Модель оценки состояния единой системы нефте- и нефтепродуктоснабжения как инструмент для исследования ее живучести // Методы анализа и оптимального синтеза трубопроводных систем – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1991, с. 130–138.

147. **Клименко С.М**., **Сендеров С.М., Янченко В.А.** Исследование проблем повышения устойчивости и экологической безопасности магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов// Новые информационные технологии управления развитием и функционированием трубопроводных систем энергетики – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1993, с. 119–126.

148. **Экономико-математическая** модель для анализа надежности ТЭК / Криворуцкий Л.Д., Зоркальцев В.И., Малевская Т.В. и др. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Ереван: «Айстан», 1983, вып. 24, кн. 1, с. 51–57.

149. **Исследование** направлений повышения надежности топливо- и энергоснабжения потребителей в периоды прохождения максимума нагрузки/ Криворуцкий Л.Д., Пяткова Н.И., Сафронов А.Н.и др. // Энергетика страны и регионов. Теория и методы управления – Новосибирск: Наука, 1988, с. 68–80.

150. **Программно**-вычислительный комплекс для анализа развития и функционирования энергетического комплекса с учетом живучести/ Антонов Г.Н., Антонова Н.Н., Беланова Г.А. и др. // Современные проблемы системных исследований в энергетике – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1990, с. 5–14.

151. **Энергетическая** безопасность России (введение в проблему) / Н.И. Воропай, С.М. Клименко, Л.Д. Криворуцкий и др. – Иркутск, 1997, 56 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН, № 1.

152. **Проблемы** надежного топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях критических ситуаций / Воропай Н.И., Клименко С.М., Криворуцкий Л.Д. и др. // Изв. АН СССР. Энергетика, 1994, № 4, с. 9–18.

153. **Основные** положения и методология мониторинга и индикативного анализа энергетической безопасности России и ее регионов/ Воропай Н.И., Клименко С.М., Славин Г.Б. и др. – Иркутск, 1998, 69 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН, № 4.

154. **Перспективы** энергетики России в условиях глобальных вызовов/ Н.И. Воропай, А.В. Лагерев, В.И. Рабчук и др. // Перспективы энергетики, 2006, т. 10, № 2, с. 157–164.

155. **Стратегические** угрозы энергетической безопасности и их влияние на реализацию энергетической стратегии России/ Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М. и др. // Энергетика России в XXI веке: Развитие, функционирование, управление. Иркутск, Россия 12–15 сентября 2005 г., с. 177–204.

156. **Стратегические** угрозы энергетической безопасности России/ Воропай Н.И., Пяткова Н.И., Рабчук В.И.и др.// Энергетика России: проблемы и перспективы: тр. науч. сессии РАН / под. ред. В.Е. Фортова, Ю.Г. Леонова – М.: Наука, 2006, с. 73–82.

157. **Стратегические** угрозы энергетической безопасности России/ Воропай Н.И., Пяткова Н.И., Сендеров С.М.и др. //ЭКО, 2006, № 12, с. 42–58.

158. **Энергетическая** безопасность России: стратегические угрозы / Воропай Н.И., Пяткова Н.И., Рабчук В.И. и др.// Энергетическая политика, 2006, выпуск 1, с. 45–53.

159. **Мониторинг** и индикативный анализ энергетической безопасности/ Воропай Н.И., Клименко С.М., Криворуцкий Л.Д.и др.// Энергетическая политика, 1996, № 2, с. 15–16.

160. **Применение** двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности/ Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Чельцов М.Б. и др.// Известия РАН. Энергетика, 2000, № 6, с. 31–39.

161. **Система** моделей для исследования проблем энергетической безопасности и методы анализа их решений/ Бондаренко А.Н., Криворуцкий Л.Д., Пяткова Н.И. и др.// Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 1999, с. 122–129.

162. **Форд Л.Р**., **Фалкерсон Д.Р.** Потоки в сетях / пер. с англ. – М.: Мир, 1966, 276 с.

163. **Сендеров С.М**., **Еделев А.В., Еникеева С.М.** Исследование живучести ЕСГ и определение путей преодоления ЧС с газоснабжением потребителей, как важная составляющая обеспечения энергетической безопасности страны// Матер. междунар. семинара по методическим вопросам исследования надежности больших систем энергетики – Казань, 2001, с. 45–49.

164. **Сендеров С.М**., **Еделев А.В.** Методика определения «узких» мест в работе единой системы газоснабжения и выбор путей преодоления чрезвычайных ситуаций с газоснабжением потребителей // Изв. РАН. Энергетика, 2002, № 4, с. 57–62.

165. **Comprehensive** substantiation of the adaptive development of energy systems in terms of changing external conditions/ N.I. Voropai, S.M. Klimenko, L.D. Krivorutsky et. al. // Int. Jour. Global Energy Iss., 2003, vol. 20, N. 4, p. 416–424.

166. **Сендеров С.М**. Модельно-индикативный подход к оценке уровня энергетической безопасности страны при различных вариантах развития энергетики // Изв. РАН. Энергетика, 2005, № 4, с. 3–9.

167. **Методические** основы выбора направлений корректировки решений по развитию энергетики государства с позиций энергетической безопасности/ Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М.и др.// Изв. РАН. Энергетика, 2006, № 3, с. 21–27.

168. **Сендеров С.М**. Методология и практика исследования проблем энергетической безопасности России с выделением роли газовой отрасли: автореф. дис. … д-ра техн. наук. – Иркутск, 2008, 42 с.

169. **Оценка** возможностей газовой отрасли в обеспечении энергетической безопасности России в период с 2000 по 2020 гг./ Рабчук В.И., Клименко С.М., Пяткова Н.И.и др.// Иркутск, 2001, 52 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН.

170. **Еделев А.В**., **Береснева Н.М.** Система поддержки исследований энергетической безопасности России // Программные продукты и системы, 2008, № 2 (82), с. 76–78.

171. **Лоренц Э.Н.** Природа и теория общей циркуляции – Л.: Гидрометеоиздат, 1970, 259 с.

172. **Walker G.T, Bliss E.W** /World Weather // Met. Roy. Meteorol. Soc., 1932, №4, p. 53–84.

173. **Борисенков Е.П.** Энергетика общей циркуляции атмосферы // Метеорологические исследования, 1968, №16, с. 70–86.

174. **Дзердзеевский Б.Л.** Многолетние флуктуации общей циркуляции атмосферы и климата и главнейшие закономерности планетарной циркуляции // Метеорологические исследования, 1968, №16, с. 252–272.

175. **Афанасьев А.Н.** Колебания гидрометеорологического режима на территории СССР – М: Наука, 1967, 231 с.

176. **Алехин Ю.М.** Статистические прогнозы в геофизике – Л: Изд-во ЛГУ, 1963, 86 с.

177. **Леонтьев Н.Н.** Применение метода естественных ортогональных функций в задачах гидрологии // Вест. МГУ, сер. «География» – М: МГУ, 1982, 17 с.

178. **Математическое** моделирование общей циркуляции атмосфера и океана / Марчук Г.И., Дымников В.П., Залесный В.Б. и др. – Л.: Гидрометеоиздат, 1984, 318 с.

179. **Дружинин И.П.** Речной сток и геофизические процессы / Коноваленко З.П., Кукушкина В.П., Хамьянова Н.В. – М.: Наука, 1966, 295 с.

180. **Дружинин И.П., Хамьянова Н.В.** Солнечная активность и переломы хода природных процессов – Новосибирск: Наука, 1969, 223 с.

181. **Дружинин И.П., Хамьянова Н.В, Лобановская Ю.А**. Прогноз гидрометеорологических элементов – Новосибирск: Наука, 1977, 165 с.

182. **Дружинин И.П.** Долгосрочный прогноз и информация. – Новосибирск: Наука, 1987, 255 с.

183. **Дружинин И.П., Смага В.Р., Шевнин А.Н.** Динамика многолетних колебаний речного стока. – М: Наука, 1991, 176 с.

184. **Резников А.П.** Обработка информации в затрудненных условиях – М.: Наука, 1976, 242 с.

185. **Резников А.П.** Предсказание естественных процессов обучающейся системой (фактические, информационные, методологические аспекты) – Новосибирск: Наука, 1982, 287 с.

186. **Резников А.П.** Аналого-сходственные соотношения в долгосрочном прогнозировании природных процессов–методологические аспекты // География и природные ресурсы, 1986, № 3, с. 114–122.

187. **Резников А.П.** Сверхдолгосрочные прогнозы – народному хозяйству – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1991, 72 с.

188**. Абасов Н.В.** Основы универсальной среды программирования ЗИРУС // Вест. ИрГТУ, 2006, №2(26), с. 62–68.

189**. Абасов Н.В., Бережных Т.В., Резников А.П.** Долгосрочный прогноз природообусловленных факторов энергетики в информационно-прогностической системе ГИПСАР // Известия РАН, Энергетика, 2000, № 6, с. 22–30.

190. **Абасов Н.В.** Об уточнении вероятностных форм представления долгосрочных прогнозов // Тр. ВСО АВН «Пути решения водных проблем Прибайкалья и Забайкалья» – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2002, с. 79–86.

191. **Абасов Н.В., Бережных Т.В.** Надежность долгосрочного прогноза стока рек как фактор снижения водохозяйственного риска // Сб. докл. 4-го Всерос. семинара «Риск и страхование» – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1999, с. 216–228.

192**. Berezhnykh T.V.**, **Abasov N.V.** The increasing role of long-term forecasting of natural factors in energy system management // Proc. Int. Journ. of Global Energy Iss., 2003, Vol. 20, № 4, p. 353–363.

193. **Abasov N.V., Berezhnykh T.V.** Natural risk forecasting as a necessary components in the long-term electricity export contracts // Proc. Int. Conf. «Asian Energy Cooperation: Forecasts and Realities» – Irkutsk: ESI, 2008, P. 152–156.

194**. Абасов Н.В., Ветрова В.В.** Технология обработки геоклиматических данных // Тр. XII Байкальской Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении» – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007, ч. 2, с. 85–91.

195. **Абасов Н.В., Ветрова В.В.** О применении вейвлет преобразований для анализа геоклиматических данных // Тр. XIII Байкальской Всерос. конф. «Информационные и математи-ческие технологии в науке и управлении» – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, т. 2, с. 60–66.

196. **Harvey A. C.** Forecasting, structural time series models and the Kalman filter – Cambridge; N. Y.: Cambridge University Press, 1991, 570 p.

197. **Meadows D.H.**, **Meadows D.L., Rovnders J.** The Limits to Growth – N.Y.: Universe Books, 1972, 216 p.

198. **Леонтьев В.**, **Форд Д.** Межотраслевой анализ воздействия структуры экономики на окружающую среду / Экономика и математические методы, 1972, вып. 3, с. 370–400.

199. **Форрестер Дж.** Мировая динамика – М.: Наука, 1978, 167 с.

200. **Пэнтл Р.** Методы системного анализа окружающей среды – М.: Мир, 1979, 213 с.

201. **Всемирная** стратегия охраны природы // Курьер ЮНЕСКО, 1980, июнь.

202. **Environmental** Science Technology, 1984, N3, p. 192.

203. **Komunoff Ch.** Pollution control improvements in coal – fired electric generation plants: What they accomplish? What the cost. / J. Air Pollust Assoc., 1980, vol. 30, N 9.

204. **Скалкин Ф.В., А.А.Канаев, И.З. Копп**. Энергетика и окружающая среда – Л.: Энергоиздат, 1981, 280 с.

205. **Мелентьев Л.А.** Оптимизация развития и управления больших систем энергетики – М.: Высшая школа, 1976, 336 с.

206. **Стырикович М.А.**, **Шпильрайн Э.Э.** Энергетика. Проблемы и перспективы. – М.: Энергия, 1981, 192 с.

207. **Рихтер Л.А.** Тепловые электрические станции и защита атмосферы – М.: Энергия, 1975, 312 с.

208. **Кропп Л.И.** Актуальные направления повышения природоохранного уровня энергетики // Теплоэнергетика, 1986, №7, с. 2–5.

209. **Мкртчян Г.М.** Методы оценки эффективности освоения природных ресурсов – Новосибирск: Наука, 1984, 205 с.

210. **Кошелев А.А., Янышева И.М.** Выбор режимов охлаждения газа при восстановлении мерзлоты в основании газопровода // Газовая промышленность, 1985, №8, с. 33–34.

211. **Исследование** теплового взаимодействия газовой скважины с вечномерзлыми породами / Кривошеин Б.Л., Кошелев А.А., Рогожина Х.Я.и др. // Инженерно-физический журн., 1969, том XVI, №5, с. 872–877.

212. **Температурные поля интрузивов при повторных внедрениях**/ А.С. Калинин, А.А. Кошелев, Э.Н. Васильева // Докл. АН СССР, 1971, т. 201, №4, с. 941–944.

213. **Ташкинова Г.В.** К оценке ущерба при выборе природоохранных мероприятий на объектах теплоэнергетики // География и природные ресурсы, 1984, №2, с. 127–134.

214. **Экологические** проблемы энергетики / Кошелев А.А., Ташкинова Г.В., Чебаненко Б.Б.и др. – Новосибирск: Наука, 1989, 322 с.

215. **Экономика** и качество окружающей природной среды / О.Ф. Балацкий, Л.Г. Мельник, Яковлев А.Ф. – Л.: Гидрометеоиздат, 1984, 190 с.

216. **Кошелев А.А.**, **Стырикович М.А.** Экологические проблемы при выборе перспективной структуры топливно-энергетического баланса страны и ее регионов // Выбор и реализация природоохранных технологий в энергетике. Матер. седьмого советско-японского симпозиума (на англ. и рус. яз.) – Иркутск: СЭИ, 1987, 242 с. (с.19–29 англ., с.133–143 рус.).

217. **Стратегия** экологически чистого энергоснабжения Байкальского региона: отчет ТАСИС № ESIB 9304 – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1996, 194 с.

218. **Применение** математических моделей в изучении воздействия объектов топливно-энергетического комплекса на биосферу / Кошелев А.А., Деканова Р.П., Степанова Т.А. // Экологические исследования озера Байкал и Прибайкалья: сб. докл. – Иркутск: Иркутский университет, 1984, с. 134–147.

219. **Методика** эколого-экономического анализа развития ТЭК: Науч. зап. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1988, 123 с.

220. **Экологические** характеристики теплоисточников малой мощности / С.П. Филиппов, П.П. Павлов, А.В. Кейко, А.Г. Горшков, Л.И. Белых – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1999, 48 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН, №5.

221. **Чебаненко Б.Б., Майсюк Е.П**. Применимость моделей рассеивания примесей в атмосфере для условий Восточной Сибири – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2000, 37 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН, №8.

222. **Модель «RAINS-Russia** для оценки выбросов окислов серы отраслями ТЭК»: отчет // ИСЭМ СО РАН, Международный институт системного анализа (IIASA). – Иркутск; Вена (Австрия), 2002, 120 с.

223. **Чебаненко Б.Б., Майсюк Е.П**. Байкальский регион: пределы устойчивости – Новосибирск: Наука, 2002, 160 с.

224. **Чебаненко Б.Б., Майсюк Е.П**. Эколого-экономическая оценка вариантов развития энергетики региона // Методы и модели для разработки региональных энергетических программ / под ред. Б.Г. Санеева – Новосибирск: Наука, 2002, с. 117–125.

225. **Сборник** методик по расчёту выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами – Л.: Гидрометеоиздат, 1986, 186 с.

226. **Методика** определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС РД 34.02.305-98 взамен РД 34.02.305-90: Утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» 21.01.1998 г.

227. **Методика** определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час – М.: Библиотека Интеграла, 1999, 49 с.

228. **Постановление** Правительства РФ от 12 июня 2003 г. N 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления».

229. **Временная** методика определения предотвращённого экологического ущерба – М.: Госкомэкология, 1999, 60 с.

230. **Экологическая** оценка стратегий топливоснабжения / Майсюк Е.П., Попов С.П. и др. // Топливно-энергетический комплекс Хабаровского края: состояние и стратегия развития / под ред. В.И. Ишаева – Владивосток; Хабаровск: ДВО РАН, 2005, с. 103–108.

231. **Майсюк Е.П.** Экологические аспекты обеспечения энергетической безопасности // Стратегия регионального развития: Республика Бурятия – 2015 / под общ. ред. А.Г. Гранберга, П.А. Минакира, Л.В. Потапова – М.: Экономика, 2005, с. 341–345.

232. **Стратегия** развития топливно-энергетического комплекса Амурской области до 2010 года и на перспективу до 2030 года: заключительный отчет – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, 615 с.

233. **Концепция** обеспечения устойчивой работы объектов топливно-энергетического комплекса и энергетической безопасности Сахалинской области на период до 2020 г. Основные материалы: отчет – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007, т. 1, 470 с.

234. **Программа** развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области на период до 2010 г.: отчет – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006, 204 с.

235. **Стратегия** развития электроэнергетики Чукотского автономного округа на перспективу до 2020 г.: отчет – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, 132 с.

236. **Энергетическая** безопасность России / Бушуев В.В., Воропай Н.И.,. Мастепанов А.М, и др. – Новосибирск: Наука, 1998, 302 с.

237. **Перспективы** развития электроэнергетики России в XXI веке и выбросы парниковых газов / Санеев Б.Г., Лагерев А.В., Ханаева В.Н., Чемезов А.В. // Энергетическая политика, 2003, № 1, с. 5–12.

238. **Киотские** механизмы как инструмент расширения международного сотрудничества для обеспечения энергетической безопасности России / Санеев Б.Г., Лагерев А.В., Ханаева В.Н., Чемезов А.В. // Изв. РАН Энергетика, 2006, № 3, с. 121–126.

239. **Санеев Б.Г., Лагерев А.В., Ханаева В.Н.** Киотские механизмы: перспективы внедрения в Иркутской области // Энергетик, 2006, №10, с. 7–10.

240. **План** электрификации России (ГОЭЛРО). 2-е изд. – М.: Госполитиздат, 1955, 469 с.

241. **Колпакова А.И.** Единая высоковольтная сеть Союза // Генеральный план электрификации СССР: матер. Всесоюз. конф. – М.: Соцэкгиз, 1933, т. 9, с. 61–84.

242. **Кукель-Краевский С.А.** Энергетическая система – М.: Госэнергоиздат, 1938, 336 с.

243. **Основные** вопросы планирования Единой энергетической системы СССР / под ред. Г.М. Кржижановского, В.И. Вейца – М.: Изд-во АН СССР, 1959, 284 с.

244. **Справочник** по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. 2-е изд. – М.: Энергия, 1977, 352 с.

245. **Baldwin C.J., Hoffman C.H.** System planning by simulation with mathematical models // Proc. Amer. Power Conf., vol. 22, 1960.

246. **Bergsman J.** Electric power system planning using linear programming // IEEE Trans. on Military Electronics, 1964, vol. MIL-8, No. 2, p.41–47.

247. **Дженкин Ф.П.** Централизованное электроэнергетические управление – модели электроснабжения // Матер. симпозиума по математическим моделям секторов экономики. Европейская комиссия ООН. – Алма-Ата, 1973, 23 с.

248. **Kirchmayer L.K., Galloway C.D.** Computers aid system generation planning // Proc. Amer. Power Conf., vol.22, 1960, p.101–109.

249. **Либрукс М.** Математические (экономические) модели энергетического сектора Федеративной республики Германии // Матер. симпозиума по математическим моделям секторов экономики. Европейская комиссия ООН – Алма-Ата, 1973, 20 с.

250. **Мунасингхэ М.** Технико-экономический анализ электроэнергетических систем // ТИИЭР, 1984, т. 72, №4, с. 28–72.

251. **Пелисье Р.** Энергетические системы – М.: Высшая школа, 1982, 360 с.

252. **Салливан Р.** Проектирование развития электроэнергетических систем – М.: Энергоиздат, 1982, 358 с.

253. **Швеппе Ф.С., Мерил Х.М., Берке У.Дж**. Планирование по минимуму стоимости // ТИИЭР, 1989, т. 77, № 6, с. 80–90.

254. **Макарова А.С., Мелентьев Л.А., Сыров Ю.П.** О некоторых положениях методов математического моделирования и теории развития энергетических систем // Методы математического моделирования в энергетике (Тематический сборник работ) – Иркутск: Вост.-Сиб. книж. изд-во, 1966, с. 129–136.

255. **Макарова А.С., Макаров А.А**. Математическая модель для перспективного планирования развития энергосистемы // Электрические станции, 1964, № 5, с. 22–27.

256. **Мелентьев Л.А., Сыров Ю.П.** О методе оптимизации энергетических систем с использованием математических моделей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1964, № 5, с. 11–16.

257. **Оптимизация** структуры энергетических систем с использованием электронно-вычислительных машин / Сыров Ю.П., Макарова А.С., Посекалин В.В. и др. // Технико-экономические вопросы проектирования энергосистем и электростанций: докл. науч.-тех. совещ. – М.: Энергия, 1964, с. 41–48.

258. **Макарова А.С., Сыров Ю.П.** Линейная математическая модель для оптимизации структуры энергетической системы в динамике ее развития // Проблемы покрытия переменных электронагрузок в энергосистемах – Минск, 1965, с. 84–89.

259. **Макарова А.С., Макаров А.А.** Метод расчета по частям математических моделей для оптимизации развития сложных энергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1965, № 6, с. 15–22.

260. **Нелинейная** математическая модель для оптимизации развития энергетических систем / Войцеховская Г.В., Гуреев В.Д., Мансуров Ю.В. и др. // Методы математического моделирования в энергетике – Иркутск: Вост.-Сиб. книж. изд-во, 1966, с. 136–149.

261. **Ефимова И.С., Макарова А.С., Сыров Ю.П.** Линейная математическая модель для оптимизации развития энергетических систем // Методы математического моделирования в энергетике (Тематический сборник работ) – Иркутск: Вост.-Сиб. книж. изд-во, 1966, с. 149–159.

262. **Практика** применения линейных динамических моделей при проектировании энергетических систем / Ефимова И.С., Макарова А.С., Сыров Ю.П. и др. // Методы математического моделирования в энергетике – Иркутск: Вост.-Сиб. книж. изд-во, 1966, с. 159–168.

263. **Masse P., Gibrat R.** Application of linear programming to investments in the electrical power industry // Manag. Sei., 1957, No. 3, P. 227–234.

264. **Савельев В.А., Такайшвили В.Р.** Математические модели для определения энергетических показателей группы гидроэлектростанций в развивающихся электроэнергетичес-ких системах // Мат. модели для анализа и экон. оценки вариантов развития электроэнергетичес-ких систем – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1971, с. 11–24.

265. **Сыров Ю.П., Войцеховская Г.В.** Нелинейная математическая модель оптимизации электроэнергетических систем // Мат. модели для оптимизации развития электроэнергетических систем – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1971, с. 60–90.

266. **Славин Г.Б., Ханаев В.А.** Выбор новых типов оборудования тепловых электростанций с учетом неопределенности исходной информации // Фактор неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1974, т. 3, с. 5–18.

267. **Дале В.А., Кришан З.П., Паэгле О.Г.** Оптимизация электрических сетей при росте нагрузок – Рига: Изд. АН Латв. ССР, 1964, 364 с.

268. **Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Мызин А.Л.** Модели и методы оптимизации развития энергосистем – Свердловск: УПИ, 1973, 148 с.

269. **Экономико-математические** модели оптимизации развития энергосистем и их объединений / под ред. И.М. Марковича – М.: ЭНИН, 1973, вып. 2, 176 с.

270. **Merill H.M., Schweppe F.C., White D.C.** Energy strategy planning for electric utilities. Part 1: SMARTE methodology // IEEE Trans. Power Appar. and Syst., 1982, vol. 101, No. 2, p. 340–346.

271. **Системный** подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др. / под ред. Л.С. Беляева, Ю.Н. Руденко – Новосибирск: Наука, 1980, 240 с.

272. **Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д.** Экономика формирования электроэнергетических систем – М.: Энергия, 1981, 320 с.

273. **Программно-информационный** комплекс для оптимизации структуры ЕЭЭС / В.Р. Такайшвили, В.В. Труфанов, В.В. Ханаев и др. // Вопросы построения АИСУ развитием ЭЭС. Вып. 2. Структура и принципы построения I очереди АИСУ – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1975, с. 67–95.

274. **Проблемы** формирования и развития Единой электроэнергетической системы СССР / Е.Д. Волкова, Н.И. Воропай, Г.В. Колосок и др. // Вопросы прогнозирования топливно-энергетического комплекса – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1976, с. 149–172.

275. **Комплексные** проблемы развития энергетики СССР / Л.С. Беляев, Ю.Д. Кононов, А.А. Кошелев и др. / отв. ред. А.А. Макаров, А.А. Папин – Новосибирск: Наука, 1988, 288 с.

276. **Stephens C.M.** Energy resource planning for the Bonneville Power Administration // The Opportunities of Ecologically Clean Energy and Energy Efficiency / Int. Conf., Minsk, Byelarus, May 25-27, 1993, p. 71–78.

277. **Neelakanta P.S., Arsali M.H.** Integrated resource planning using segmentation method based on dynamic programming // IEEE Trans. Power Systems, 1999, vol. 14, N. 1, p. 75–385.

278. **Kratib H.** Economic evaluation of projects in the electricity supply industry. – London: IEE Press, 2003, 216 p.

279. **Теоретические** основы системных исследований в энергетики / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев и др. / отв. ред. Л.С. Беляев, Ю.Н. Руденко – Новосибирск: Наука, 1986, 334 с.

280. **Методы** исследования и управления системами энергетики / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, Ю.Д. Кононов и др. / отв. ред. А.П. Меренков, Ю.Н. Руденко – Новосибирск: Наука, 1987, 373 с.

281. **Ханаев В.А., Труфанов В.В.** Выбор рациональной структуры генерирующих мощностей ЕЭЭС по типам оборудования с формализованным учетом неоднозначности исходной информации // Электронное моделирование, 1985, № 5, с. 72–77.

282. **Подковальников С.В.** Выбор вариантов решений, характеризующихся несколькими нечетко определенными критериями – Иркутск, 1988, 45 с. Препр. СЭИ СО АН СССР.

283. **Подковальников С.В.** Обоснование решений в энергетике в условиях неопределенности и многокритериальности // Методы и системы принятия решений. Системы, основанные на знаниях – Рига: РПИ, 1989, с. 109-114.

284. **Исследование** условий функционирования ЕЭЭС СССР при разработке принципиальных направлений ее развития / Воропай Н.И., Руденко Ю.Н., Ушаков Е.И., Шутов Г.В. // Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук, 1981, №3, вып. 1, с. 3–9.

285. **Абраменкова Н.А., Воропай Н.И., Заславская Т.Б.** Структурный анализ электроэнергетических систем: В задачах моделирования и синтеза – Новосибирск: Наука, 1990, 224 с.

286. **Воропай Н.И., Труфанов В.В.** Математические моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях // Электричество, 2000, № 10, с. 6–12.

287. **Проблемы** развития электроэнергетики, методы и механизмы их решения в рыночных условиях / Воропай Н.И., Иванова Е.Ю., Труфанов В.В., Шевелева Г.И. – М.: ИНП РАН, 2007, 110 с.

288. **Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.М.** Энергетическая безопасность России – Новосибирск: Наука, 1998, 302 с.

289. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю., Труфанов В.В.** Метод многокритериального анализа решений для выбора вариантов развития ЭЭС // Изв. РАН. Энергетика, 1998, №6, с. 42-53.

290. **К анализу** эффективности Единой электроэнергетической системы России / Воропай Н.И., Труфанов В.В., Селифанов В.В., Шевелева Г.И. // Электричество, 2000, №5, с. 3–9.

291. **Труфанов В.В., Ханаев В.В.** Математическое моделирование потребителей электроэнергии при оптимизации развития электроэнергетических систем // Электричество, 2008, №9, с. 2–9.

292. **Apiev N.R., Selifanov V.V., Voropai N.I.** Kyrgystan's power system expansion planning with a high share of hydropower plants and connections to the neighboring countries //6th Int. Conf. Asian Energy Cooperation: Forecasts and Realities – Irkutsk, Russia, Sept. 8–11, 2008, p. 145–151.

293. **Попова О.М., Такайшвили В.Р., Труфанов В.В.** Пакет программ для анализа развития электрических сетей с использованием геоинформационных технологий – Иркутск, 2001, 27 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН.

294. **Усов И.Ю.** Структурный анализ в задачах оптимизации развития основной электрической сети // Всерос. н.-т. конф. «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» – Иркутск: ИрГТУ, 2008, с. 422–426.

295. **Эффективность** межгосударственных электрических связей / Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. – Новосибирск: Наука, 2008, 239 с.

296. **Воропай Н.И.** Иерархическое моделирования при обосновании развития электроэнергетических систем // Exponenta Pro. Математика в приложениях, 2003, №4(4), с. 24–27.

297. **Подковальников С.В.** Энергоэкономическое и финансовое обоснование ГЭС // Энергетическое строительство, 1995, №2, с. 24–32.

298. **Савельев В.А.** Современные проблемы и будущее гидроэнергетики Сибири – Новосибирск: Наука, 2000, 200 с.

299. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю.** Многокритериальный анализ решений при планировании развития электроэнергетических систем // Электричество, 2000, №11, с. 2–9.

300. **Саати Т.Л., Кернс К.Р.** Аналитическое планирование. Организации систем – М.: Радио и связь, 1981, 186 с.

301. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю.** Обоснование развития электроэнергетических компаний в условиях несовпадающих интересов субъектов отношений // Изв. РАН. Энергетика, 2003, №2, с. 39–51.

302. **Voropai N.I., Ivanova E.Yu.** Shapley game for expansion planning of generating companies at many non-coincident criteria // IEEE Trans. Power Systems, 2006, vol. 21, N.4, p. 1630–1637.

303. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю.** Методы обоснования развития электроэнергетических систем и компаний в рыночных условиях // Изв. РАН. Энергетика, 2006, №3, с. 28-36.

304. **Voropai N.I., Ivanova E.Yu.** Application of games against nature to electric power system expansion planning // DRPT'2008 Int. Conf. Proc. – Nanjing, China, April 6-9, 2008, 4 p.

305. **Подковальников С.В.** Нечеткая платежная матрица для обоснования решений в энергетике в условиях неопределенности // Изв. РАН. Энергетика, 2001, №4, с. 170-179.

306. **Подковальников С.В.** Проблемы развития генерирующих мощностей в России в постреформенный период // Академия энергетики, 2009 (в печати)

307. **Подковальников С.В., Хамисов О.В.** Моделирование и исследование развития генерирующих мощностей в условиях несовершенного электроэнергетического рынка // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2009): матер. Третьей междунар. конф. (5-7 октября 2009 г.), Москва, Россия – М.: Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2009 (в печати)

308. **Беляев Л.С., Подковальников С.В.** Рынок в электроэнергетике: проблемы развития генерирующих мощностей – Новосибирск: Наука, 2004, 220 с.

309. **Воропай Н.И., Труфанов В.В., Шевелева Г.И.** Инвестиционное обеспечение электроэнергетики России // ЭКО, 2005, №9, с. 58–69.

310. **Принципы** и механизмы обеспечения развития электроэнергетики / Воропай Н.И., Иванова Е.Ю., Труфанов В.В., Шевелева Г.И. // Вести в электроэнергетике, 2006, №6, с. 14–19.

311. **Волков Э.П., Баринов В.А.** Методические принципы обоснования развития электроэнергетики России в условиях ее либерализации // Изв. РАН. Энергетика, 2006. №6, с. 3–19.

312. **Методические** основы разработки перспектив развития электроэнергетики / Макаров А.А., Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Макарова А.С. – М.: ИНЭИ РАН, 2007, 103 с.

313. **Веселов Ф.В.** Инвестиции в электроэнергетике: проблемы и перспективы // Энергия: экономика, техника, экология, 2003, №6, с. 16–23.

314. **Afgan N.H., Corvalho M.G.** Multi-criteria assessment of new and renewable energy power plants // Energy, 2002, vol. 27, N. 4, p. 739–755.

315. **Chuang A.S., Wu F.F.** Game-theoretic model for generation expansion planning: Problem formulation and numerical comparisons // IEEE Trans. Power Systems, 2002, vol. 16, N. 1, p. 885–891.

316. **Kagiannas A.G., Askoinis D.Th., Psarras J.** Power generation planning: A survey from monopoly to competition // Elec. Power and Energy Systems, 2004, vol. 26, N.2, p. 413–421.

317. **Multi-agent** coalition formation in transmission planning: Bilateral Shapley value and kernel approaches / J. Contreras, M. Klusch, T. Vielhak e.a. // 13th PSCC Proc., Trondheim, Norway, June 28 – July 2, 1999, p. 777–786.

318. **Classification** of publications and models on transmission expansion planning / Lattore G., Cruz R.D., Arciza J.M., Villegas A.// IEEE Trans. Power Systems, 2003, vol. 18, N.2, p. 938–946.

319. **Lee S.T.** Holistic planning of an electric power system for reliability, economic efficiencies, and acceptable environmental impact // IEEE Power and Energy Magazine, 2007, vol. 5, N. 5, p. 24–35.

320. **Моделирование** водохозяйственных систем. Пер. с англ. под ред. Л.Золотарева, – М.: Госэнергоиздат, 1963, 269 с.

321. **Оптимизация** развития и функционирования автономных энергетических систем /А.М. Клер, Н.П. Деканова, Б.Г. Санеев и др. – Новосибирск, Наука, 2001, 144 с.

322. **Легалов Д.И., Паламарчук С.И.** Долгосрочное планирование режимов электроэнергетических систем ГЭС // Электричество, 2005, № 10, с. 9–16.

323. **The Challenge** of Stochastic Composite Sequential Simulation in a Deregulated Environment / Sellier . J.L., Ringeissen V., Dubost L., Vialas C.// CIGRE, 1998 Session, Rep. 38-203, 8 p.

324. **Grundt A., Mo B., Gelsvic A.** Integrated Risk Management of Hydro Power Scheduling and Contract Management // IEEE Trans. on Power Systems, 2001, vol. 16, N 2, P. 216–221.

325. **Pereira M.V.F., Kompodoniko N., Kelman R.** Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models // Int. Conf. on Elec. Power Syst. Operation and Management (EPSOM"98). Zurich, Switzerland, July 2–6, 1998, 8 p.

326. **100 лет** теплофикации и централизованному теплоснабжению в России /под ред. В.Г. Семенова. – М.: Изд-во Новости теплоснабжения, 2003, 246 с.

327. **Гинтер Л.Л.** Теплоэлектростанции – М. – Л.: ЦУП ВСНХ СССР, 1925, 132 с.

328. **Занфиров А.М.** Технико-экономический расчет водяных тепловых сетей //Тепло и сила, 1933, № 11, с. 4–10.

329. **Копьев С.Ф.** Теплофикация. Теплопотребление, тепловые сети – М. – Л.: Гос. изд. по строительству, 1940, 280 с.

330. **Давидсон П.Л.** Методика основных расчетов по теплофикационным сетям – М.: Трансжилдориздат, 1934, 192 с.

331. **Дмитриев В.В.** Основные вопросы теплофикации городов – Л.: Госнаучтехиздат, 1933, 352 с.

332 **Дунаевский Н.И.** Технико-экономические основы теплофикации – М.: Госэнергоиздат, 1952, 260 с.

333. **Дюскин В.К.** Рациональный режим работы теплофикационных магистралей при смешанной отопительно-вентиляционной нагрузке //Отопление и вентиляция, 1934, № 1, с.7–13; № 2, с. 32-36.

334. **Мелентьев Л.А.** Теплофикация – М.-Л.: Изд. АН СССР, 1944, ч. I и ч. II, 248 с.; 1948, 280 с.

335. **Соколов Е.Я.** Теплофикация Москвы – М.: изд-во Мособлисполкома, 1932, 52 с.

336. **Соколов Е.Я.** Тепловые сети – М.: Госэнергоиздат, 1948, 212 с.

337. **Хасилев В.Я.** Некоторые вопросы теплоснабжения городов //Изв. АН СССР. Отделение техн. Наук, 1947, №9, с. 1193–1206.

338. **Хасилев В.Я.** Энергетическая эффективность параллельной работы однотипных ТЭЦ // Докл. АН СССР, 1949, Т.IXVIII, № 2, с.297–300.

339. **Шифринсон Б.Л.** Основной расчет тепловых сетей – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1940, 188 с.

340. **Якимов Л.К.** Расчет водяных тепловых сетей – Л., 1931, 50 с.

341. **Якуб Б.М.** Теплоэлектроцентрали – М.: Госэнергоиздат, 1938, 221 с.

342. **Якуб Б.М.** Генеральный план теплофикации Москвы // Изв. ВТИ, 1934, №8, с. 1–14.

343. **Труды** Первого Всесоюзного энергетического комитета – М.: изд-во Всесоюзного энергетического комитета, 1931, 279 с.

344. **Вейц В.И.,** Хасилев В.Я. Загородные теплоэлектроцентрали в энергоснабжении городов // Изв. ОТН АН СССР, 1951, № 11, с. 1650–1668.

345. **Мелентьев Л.А.** Очерки истории отечественной энергетики (развитие научной мысли) – М.: Наука, 1987, 279 с.

346. **Хрилев Л.С.,** Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения/ под ред. Е.Я. Соколова – М.: Энергия, 1978. – 264 с.

347. **Хрилев Л.С.** Теплофикация и топливно-энергетический комплекс – Новосибирск: Наука, 1979, 277 с.

348. **Оптимизация** и управление в больших системах энергетики / под ред. Л.А. Мелентьева и Л.С. Беляева – Иркутск: Вост. –Сиб. кн. изд.-во, 1976, т. 1. 450 с.; т. 2. 144 с.

349. **Мелентьев Л.А.** Оптимизация развития и управления больших систем энергетики – М.: Высшая школа, 1976, 336 с.

350. **Математическое** моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения / Меренков А.П., Сеннова Е.В., Сидлер В.Г.и др. – Новосибирск: Наука, 1992, 407 с.

351. **Надежность** систем энергетики и их оборудования: Справочное пособие. В 4 т. Т. 4: Надежность систем теплоснабжения / под ред. Е.В. Сенновой – Новосибирск: Наука, 2000, 351 с.

352. **Стенников В.А.** Проблемы развития теплового хозяйства России и пути их решения – М.: ИНП РАН, 2008, 93 с.

353. **Федяев А.В., Федяева О.Н.** Комплексные проблемы развития теплоснабжающих систем – Новосибирск: Наука, 2000, 256 с.

354. **Меренков А.П., Сеннова Е.В., Стенников В.А.** Проблемы преобразования теплового хозяйства России // Изв. АН. Энергетика, 1992, № 6, с. 3-10.

355. **Хасилев В.Я.** Элементы теории гидравлических цепей // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1964, № 1, с. 69–88.

356. **Меренков А.П., Хасилев В.Я.** Теория гидравлических цепей – М.: Наука, 1985, 278 с.

357. **Методы** управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях/ Отв. Ред. Н.И. Воропай и А.П. Меренков – Новосибирск: Наука, 1995, 335 с.

358. **Математическое** моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями / Клер А.М., Деканова Р.П., Скрипкин С.К. и др. Новосибирск: Наука, 1997, 120 с.

359. **Руководящие** указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию – М.: Наука, 1974, 64 с.

360. **Технико-экономические** основы развития теплофикации в энергосистемах / под ред. Левенталя Г.Б. и Мелентьева Л.А – М.: Госэнергоиздат, 1961, 318 с.

361. **Применение** математического моделирования при параметров теплоэнергетических установок / под ред. Левенталя Г.Б., Попырина Л.С. – М.: Наука, 1966, 175 с.

362. **Теплосиловые** системы оптимизационные исследования / Клер А.М., Деканова Р.П., Тюрина Э.А. и др. – Новосибирск: Наука, 2005, 236 с.

363. **Стенников Н.В.** Задача совместной работы теплоисточников и методика ее решения // Системные исследования в энергетике – Иркутск, 2006, с. 82–90.

364. **Стенников В.А., Стенников Н.В.** Повышение эффективности теплоснабжения путем организации совместной работы источников // Повышение эффективности производства и использования энергии в Сибири – Иркутск: ИрГТУ, 2005, с. 337–342.

365. **Каганович Б.М.** Дискретная оптимизация тепловых сетей – Новосибирск: Наука, 1978, 88 с.

366. **Сеннова Е.В., Сидлер В.Г.** Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем – Новосибирск: Наука, 1987, 222 с.

367. **Трубопроводные** системы энергетики: Управление развитием и функционированием / Новицкий Н.Н., Сеннова Е.В. и др. – Новосибирск: Наука, 2004, 461 с.

368. **Некрасова О.А., Хасилев В.Я.** Оптимальное дерево трубопроводной системы // Экономика и мат. методы. 1970, т.4, вып. 3, с. 427–432.

369. **Меренкова Н.Н., Сеннова Е.В., Стенников В.А.** Схемно-структурная оптимизация систем централизованного теплоснабжения // Электрон. моделирование. 1982, №6, с. 76–82.

370. **Стенников В.А.** Методические и практические вопросы обоснования рациональных уровней централизации в системах теплоснабжения крупных городов // Новые информационные технологии управления развитием и функционированием трубопроводных систем энергетики – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1993, с. 79–89.

371. **Хасилев В.Я.** О применении математических методов при проектировании и эксплуатации трубопроводных систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1971, № 2, с. 18–27.

372. **Хасилев В.Я., Меренков А.П., Сумароков С.В.** О выборе диаметров труб разветвленных тепловых сетей с использованием электронных вычислительных машин // Теплоэнергетика. 1966, № 6, с. 60–65.

373. **Сумароков С.В.** Метод решения многоэкстремальной сетевой задачи // Экономика и мат. методы. 1976, т. 12, вып. 5, с. 1016–1018.

374. **Стенников В.А.** Технико-экономические основы преобразования теплоснабжающих систем. // ТЭК. 2004, № 1, с. 66–68.

375. **Cooper L.** Location – allocation problems // Operations Research, vol. 11, №3, 1964.

376. **Ciala Heindrun.** Dimensionierung von Warmeverteilungsnetren nach Wirtschaftlichen Gesichtspunkten mit elektronischen Rechenanlagen. Energie (BRD),1968, 20, №11, p. 356–359.

377. **Kally E.** Computerired planning of the least cost water distribution notworks // Water and Sewage worke. Reference number, 1972, Aug. 31, p. 121–127.

378. **Burreau A., Moret-Bailly J.** Presentation de deux methodes d optimisation de reseaux de transport d'eau chaude a grande distans // Entropie, 1977, vol.13, №75, p. 21–28.

379. **Caizergues R., Franenberg H.** Application des methodes d' optimization des reseaux de transport d' eau chande a quelques cas concretes // Entropie, 1977, vol/13, №75, p. 29–38.

380. **Garbai L., Mobnar L.** Optimization of urben public utility networks by discrete dynamic programming // Collogvia mathematica societatic Janos Bolyai, 1974, vol. 12, p. 373–390.

381. **Appleyrd J.R.** Optimal desingn of distributiont netvorks // Build. Serv.Eng., 1978, №45, №11, p. 197–204.

382. **Zindeberg L., Ternrud H.** Planning of district heating development // 4 th Int. District Heat.Conf., Sormione – Brescia, 1980. Develop. District Heat Supply and Distrib. Syst. est. sess., S.1, s.a. 1/19, p.54-62.

383. **Hauptbericht** der Fernwarme-versorgung / Arbeitsgemeinschaft fur Warme und Heizkraftschaft – AGFW-e. V. Euroheat and Power, 2006. vol 35, № 1-2, pp. 26, 28–33.

384. **Badus-Haq R.F. George H.E.** Ocallaghan P.W. Finite–difference technique Probert S.D. for optimising the locations of district.–heating pipelines // Heat Recov. Syst. and CHP, 1990, vol.10, №3, p. 274–284.

385. **Cherubin W., Rossada J.** Impact of district heating Systems. Modernization on environment protection in Poland //25 th. UNICHAL–Congr. – Budapest, 4–6 June. 1991, vol.1, Zurich, 1991, p. 59–72.

386. **Analyse** der Veranderungen der Zuverlossigkeit bei elementaren Reservierung der Fernwarmeversorgungsnetze /Batov S., Schuchulov K., Genovski T //25 th UNICHAL. Congr. – Budapest. 4–6 June, 1991, vol.3 – Zurich, 1991, p. 1–12.

387. **Betrieb** soptimierung mit Licheat //Fernwarme int. –1992, vol. 21, №12, c. 676–678.

388. **Erfahrungen** bei der Sanierung von Fernwarmeanlagen in den neuen Bundeslandern /Klopsche Manfend //Fernwarme int. 1993, vol. 22, №5–6, p. 202–203, p. 206–208.

389. **Tammoja H.** Soojuselektrieceamade rezimide optimierimine //Тр. Таллин. техн. ун-та, 1990, № 714, с. 14-20.

390. **Munser H., Grossmann J.** Energie optimale und umweltshonende Betriebsfuhrung stadtischer Fernwarme – Versorgungssusteme //25 th UNICHAL–Congr. – Budapest. 4-6 June, 1991, vol. 1, – Zurich, 1991, p. 487–502.

391. **Sanierung** ohne Ersatzeitung // Energ. Spektrum, 1991, №4, p. 40.

392. **Нирберг Б., Нордрстрем К.** Руководство по модернизации отопительных систем – Швеция, 1994, 72 с.

393. **Haywood R.D.** Large-scale combined heat and power // Proec. Iust. Hech. Eng. A. 1990, 204, №1, p. 67–75.

394. **Haywood R.D.** Large-scale combined heat and power //Proec. Iust. Hech. Eng. A. 1990, 204, №1, p. 67-75.

395. **Erfahrungen** bei der Sanierung von Fernwarmeanlagen in den neuen Bundeslandern /Klopsche Manfend //Fernwarme int. 1993, vol. 22, №5-6, p. 202–203, p. 206–208.

396. **Коллинз С.** Электростанции на газовом топливе //Мировая электроэнергетика, 1993, №1, с. 8–17.

397. **Макензи Д.** Экологически чистое сжигание угля //Мировая электроэнергетика, 1993, №1, с. 18–23.

398. **Ольховский Г.Г.** Газотурбинные и парогазовые установки в России //Теплоэнергетика, 1999, №1, с. 2–3.

399. **Семенов В.Г.** О реконструкции котельных в ТЭЦ. // Новости теплоснабжения, 2006, № 1, с. 21–24.

400. **Дугосельский В.И.** и др. Газотурбинные установки для теплофикации. // Теплоэнергетика, 2007, №12, с. 64–66.

401. **Иванов В.** Газотурбинные технологии для решения проблем энергоснабжения // Мировая энергетика, 2008, №9, с. 22-25.

402. **Отечественные** газовые турбины XX1 века / Фаворский О.Н., Солонин В.И., Полищук В.Л., Ведешкин Г.К. // Академия энергетики, 2010, №1, с. 22–31.

403. **Меренков А.П., Сеннова Е.В., Стенников В.А.** Эффект на «НЕТ» //Энергия: экономика, техника, экология, 1991, № 7, с. 42.

404. **Взаимосогласование** общеэнергетических и отраслевых решений на современном этапе развития ЕСГ / Илькевич Н.И., Ефремов В.А., Меренков А.П. и др. //Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1990, № 3, с. 14–24.

405. **Илькевич Н.И., Ефремов В.А., Меренков А.П.** Согласование общеэнергетических решений с развитием Единой системы газоснабжения // Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения. – Новосибирск: Наука, 1992, с. 372–389.

406. **Илькевич Н.И., Меренков А.П**. Многоуровневое моделирование и согласование задач развития систем газоснабжения.//Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях – Новосибирск: Наука, 1995, с. 41–45.

407. **Илькевич Н.И.** Методические вопросы оптимизации развития Единой системы газоснабжения с учетом надежности и режимов ее работы // Системы энергетики – тенденции развития и методы управления – Иркутск, 1981, т. 5, с. 90–104.

408. **Илькевич Н.И., Бурханов И.Ф.** Моделирование развития Единой системы газоснабжения для исследования решений на уровнях энергетического комплекса и газовой отрасли // Математическое моделирование трубопроводных систем – Иркутск, 1988, с. 158–169.

409. **Иерархия** моделей для управления развитием энергетики и методы согласования их решений /А.А.Макаров, Ю.Д.Кононов, Л.Д.Криворуцкий и др. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1984, 198 с.

410. **Нименья И.Н., Илькевич Н.И.** Моделирование инвестиционной деятельности естественной монополии (на примере ОАО "Газпром") – Новосибирск: Наука, 1999, 122 с.

411. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р., Брянских Е.Е.** Оптимальное развитие систем газоснабжения – М.: Недра, 1981, 294 с.

412. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р.** Резервирование систем магистральных трубопроводов – М.: Недра, 1987, 168 с.

413. **Меренкова Н.Н.** Разработка и применение математических моделей для оптимизации производительностей источников и конфигурации гидравлических сетей на основе их избыточных схем: автореф. дис… канд. техн. наук – Новосибирск, 1980, 22 с.

414. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р.** Надежность магистральных газопроводов и их систем: модели, достижения, проблемы // Изв. АН СССР Энергетика и транспорт, 1992, № 6, с. 97–104.

415. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И.** Методические вопросы многоуровневого исследования надежности газоснабжения регионов России в условиях приоритетного развития газовой промышленности в Восточном геополитической направлении // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики – Мурманск, 1996, вып. 48, с. 61–65.

416. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И.** Комплексная математическая модель анализа надежности функционирования ЕСГ.// Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях – Новосибирск: Наука, 1995, с. 181–186.

417. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И.** Методические подходы и математические модели для анализа и синтеза надежности при многоуровневом исследовании газоснабжающих систем // Надежность систем энергетики: достижения, проблемы перспективы / под ред. Н.И.Воропая – Новосибирск: Наука, 1999, с. 325–333.

418. **Илькевич Н.И.** Оптимизация надежности газотранспортных систем как элемента Единой газоснабжающей системы // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 1. Оптимизация надежности газоснабжающих систем – Иркутск, 1974, с. 50–67.

419. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И., Лесных В.В.** Исследование эффективности страхования на примере газотранспортной системы с учетом ее надежности // Изв. РАН. Энергетика, 1999, № 2, с. 23–29.

420. **Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И., Ковалев Г.Ф.** Сопоставление моделей «гибели и размножения» и общей теоремы о повторении опытов при формировании состояний объектов для ГСС и ЭЭС // Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях – Новосибирск: Наука, 1995, с. 204–206.

421. **Существующая** практика и предложения по оценке надежности стареющего обору-дования систем энергетики / Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И., Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. //

Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики – Киев, 1995, вып. 47, с. 95–100.

422. **Илькевич Н.И., В.И.Рабчук, Н.М.Хрусталева.** Исследование надежности характеристик газотранспортных систем, используемых в задаче оптимального проектирования структуры ЕСГ с учетом надежности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики – Каунас, 1982, вып. 26, с. 164–176.

423. **Меренков А.П., Сидлер В.Г.** О развитии теории гидравлических цепей для моделирования больших трубопроводных и гидравлических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1987, № 5, с. 146–153.

424. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р.** Оптимизация систем транспорта газа – М.: Недра, 1975, 277 с.

425. **Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р.** Расчеты систем транспорта газа с помощью вычислительных машин – М.: Недра, 1971, 205 с.

426. **Ставровский Е.Р., Кудрявцев А.А.** Планирование развития и реконструкции системы газоснабжения как управляемый марковский процесс // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики – Сыктывкар, 2000, вып. 51, с. 178–185.

427. **Ставровский Е.Р., Сухарев М.Г., Ткач Д.Л.** Математические модели и методы расчета надежности газопроводных сетей и систем – М.: ИРЦ Газпром, 1994, 73 с.

428. **Ефремов В.А., Лапшин Ю.Г.** Расчет потоков минимальной стоимости в нетранспортных сетях с кусочно-линейными функциями затрат // Экономика и мат. методы, 1980, т. 16, вып. 6, с. 1221–1225.

429. **К определению** узловых цен на газ / Гамм А.З., Голуб И.И., Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И. // Изв. РАН. Энергетика, 2007, № 4, с. 140–151.

430. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // Электричество, 2003, № 3, с. 9–16.

431. **Приложение** динамического программирования для оптимизации газопроводных систем в динамике их развития / Арский А.К., Арянин А.Н., Кузнецов Ю.А. и др // Поиск экстремума (математические методы и автоматические системы): Тр. III Всес. симпозиума по экстремальным задачам – Томск, 21-25 февр. 1967. Томск: Изд-во ТУ, 1969, с. 357–362.

432. **Кузнецов Ю.А., Дружинин Е.П., Илькевич Н.И.** Комплексная оптимизация перспективного развития Единой газоснабжающей системы // Новые направления оптимизации в энергетике: сб. докл. на 1 междунар. симпозиуме, 1975.

433. **Определение** оптимальной структуры перспективного энергетического баланса с использованием ЭВМ / Кузнецов Ю.А., Меренков А.П., Мелентьев Л.А., Некрасов А.С.// Теплоэнергетика, 1962, № 5, с. 3–10.

434. **Кузнецов Ю.А., Меренков А.П., Новикова Н.М.** Один приближенный метод оптимизации структуры систем, заданных на кольцевом графе // Поиск экстремума. Тр. III Всес. симпозиума по экстремальным задачам – Томск: Изд-во Томского университета, 1969, с. 352–356.

435. **Кузнецов Ю.А.** Определение экономических интервалов производительности газопроводов // Газовая промышленность, 1965, № 2, с. 50–54.

436. **Добровольский Г.П., Клименко С.М., Рабчук В.И**. Влияние отдельных факторов на характер изменения параметров состояния жидкого и охлажденного природного газа по длине газопровода // Пути дальнейшего повышения эффективности и надежности трубопроводного транспорта газа – М., 1972, с. 91–98.

437. **Кузнецов Ю.А., Рабчук В.И., Тененбаум Л.А.** Оптимальные параметры газопроводов, используемых для покрытия пиковых нагрузок газопотребления //Экономика газовой промышленности. Реф. сб. ВНИИЭГазпрома, 1974, № 2, с. 27-33.

438. **Исследование** теплового влияния трубопроводов на температурный режим мерзлых грунтов методом математического моделирования / Алексеева Г.В., Бирюкова Н.Я., Кошелев А.А., Тарабрин В.А. // Строительство в районах Восточной Сибири и Крайнего Севера. Сб. 40 (Водоснабжение и канализация) – Красноярск, 1976, с. 82–90.

439. **Проблема** надежности и резервирования Единой газоснабжающей системы / Гарляускас А.И., Герчиков С.В., Илькевич Н.И., Кузнецов Ю.А. //Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1976, № 1, с. 96–106.

440. **Илькевич Н.И., Кузнецов Ю.А.** Экономико-технические аспекты проблемы надежности при проектировании газоснабжающих систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики – Иркутск, 1976, вып. 8, с. 5–14.

441. **Илькевич Н.И., Кузнецов Ю.А.** Методика оптимизации и исследование перспективной надежности Единой газоснабжающей системы // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики – Иркутск, 1974, вып. 1, с. 20–49.

442. **Саркисян В.А.** Методические положения про экономическому анализу развития газовой промышленности на основе энергетических измерений с применением натуральных и денежных показателей – М., 1992, 32 с.

443. **Саркисян В.А.** Развитие газовой промышленности на этапе перехода к рыночным отношениям: автореф. дис... д-ра техн. наук – Иркутск, 1993, 35 с.

444. **Методика** выбора оптимальной системы газоснабжения отдельных территорий с альтернативными источниками топливоснабжения / Карасевич А.М., Лобанова Т.П., Илькевич Н.И., Меренкова Н.Н. // Изв. АН. Энергетика, 1998, № 1, с. 168–174.

445. Оптовые цены на природный газ для субъектов РФ / Гамм А.З., Голуб И.И., Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И. // Газовая промышленность, 2008, № 1, с. 12–16.

446. **Коллегаев А.В.** Проблема рациональной подготовки и использования донецкого топлива // Вестник инженеров и техников, 1946, №1, с. 15–17.

447. **Астахов А.С.**, **Гитин Е.М., Саратовский Э.Г.** Разработка оптимальных перспективных планов развития производства в угольной промышленности методами линейного программирования // Матер. Всес. конф. по применению экономико-математических методов и электронновычислительной техники в планировании развития и размещения производства – Таллин, 1967.

448. **Казакевич Д.М.**, **Филимонова Е.И.** Из опыта использования математических методов для определения оптимального варианта размещения угольной промышленности РСФСР// Изв. СО АН СССР, 1965, № 6, вып. 2, с. 38–43.

449. **Цветков Н.И**. Использование метода математического моделирования при комплексном проектировании угольного бассейна // Уголь, 1967, №2, с. 10–15.

450. **Аганбегян А.Г**. **Николаев Н.И.** Об определении оптимального варианта реконструкции шахтного фонда Кузбасса на 1962-1970 гг. и расчете наилучшего варианта использования капитальных вложений в развитие угольных предприятий Кемеровского СНХ// Оптимальное планирование размещения и специализации производства в отраслях – Новосибирск, 1962, вып. 3, с. 34–46.

451. **Чурашев В.Н.** Модели перспективного планирования в угольной промышленности // Оптимизация территориальных и отраслевых систем, методы решения экономических задач: сб. науч. тр. / науч. ред. А.М. Алексеев, М.А. Ягольницер. - НГИИ АСПиУ, Союзсистемпром, МинПСАиСУ, ИЭОПП СО АН СССР. – 1973, ч. II, с. 70–75.

452. **Система** моделей оптимального планирования / под ред. Н.П. Федоренко – М.: Наука, 1975, 376 с.

453. **Оптимизация** развития и размещения угледобывающей промышленности / Казакевич Д.М., Крепкая Л.Д., Филимонова Е.И., Чурашев В.Н. – Новосибирск: Наука, 1975, 132 с.

454. **Согласование** и анализ решений оптимизационных задач / отв. ред. А.С. Некрасов – М.: Наука, 1976, 235 с.

455. **Багриновский К.А.** Основы согласования плановых решений – М.: Наука, 1977, 302 с.

456. **Методы** и модели согласования иерархических решений / Агафонов Г.В., Санеев Б.Г., Соколов А.Д. и др. / отв. ред. А.А. Макаров – Новосибирск: Наука, 1979, 215 с.

457. **Агафонов Г.В**., **Орехова Л.Н., Соколов А.Д.** Схема согласования моделей перспективного развития угольной промышленности в условиях неопределенности // Системы энергетики – тенденции развития и методы управления: Тр. симпозиума СЭИ СО АН СССР – Иркутск, 1981, т. 5, с. 35–38.

458. **Автоматизированное** рабочее место исследователя перспектив развития угольных бассейнов / Агафонов Г.В., Орехова Л.Н., Попов С.П., Соколов А.Д. // Технологии программирования 90-х: Тез. докл. междунар. конф.-ярмарки – Киев, 1991, с. 140–141.

459. **Орехова Л.Н.** Разработка программного и информационного обеспечения для прогнозирования развития угольной промышленности страны: автореф. … дисс. канд. техн. наук – Иркутск, СЭИ СО РАН, 1991, 18 с.

460. **Методы** и модели оптимизации развития систем угольной промышленности/ Агафонов Г.В., Орехова Л.Н., Санеев Б.Г. и др. // Методы исследования и управления системами энергетики / под ред. А.П. Меренкова и Ю.Д. Руденко – Новосибирск: Наука, 1987, с. 330–350.

461. **Соколов А.Д.**, **Такайшвили Л.Н.** Инструментальные средства для исследования угольной промышленности // Тр. Всерос. конф. «Информационные технологии в науке и образовании Восточной Сибири» – Иркутск, 2002, с. 116–121.

462. **Такайшвили Л.Н**. Разработка имитационной модели прогнозирования развития угледобычи «БАЛАНСЫ» // Тр. X Байкал. Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке, технике и образовании». – Иркутск, 2005., с. 313–320.

463. **Coal Industry** Development in Russia's East / Sokolov A.D., Agafonov G.V., Muzychuk S.Y., Takaishvili L.N. // 4th Internat. Conf. Proc. «Asian Energy Cooperation: Interstate Infra-structure and Energy Marke» – Irkutsk, 13–17 Sept., 2004, p. 156–160.

464. **Топливно-энергетический** комплекс Хабаровского края: состояние, направления стратегического развития / под ред. чл.-корр. РАН В.И. Ишаева, правительство Хабаровского края, РАН, СО, ИСЭМ СО РАН, ИЭИ ДВО РАН – Хабаровск: ДВО РАН, 2005, 180 с.

465. **Отчет** о научно-исследовательской работе: «Программа развития угольной промышленности Сахалинской области до 2010 г. и на перспективу до 2020 г». – Владивосток: ОАО «ДальВостНИИпроектуголь», 2007, 236 с.

466. **Соколов А.Д., Такайшвили Л.Н.** Современное состояние и перспективы развития угольной промышленности Иркутской области до 2030 г. // Вестник ИрГТУ, 2009, №1, с. 57–62.

467. **Плакиткина Л.С.**, **Воскобойник М.П.** Прогнозирование развития угольной промышленности с использованием производственно-финансовой модели // Уголь, 2003, №10, с. 9–13.

468. **Плакиткина Л.С.** Прогнозирование развития угольной промышленности с использованием имитационных моделей // Пятые Мелентьевские теоретические чтения: сб. науч. тр. под ред. А.А. Макарова – М.: ИНЭИ РАН, 2004, с. 293–304.

469. **Маркова В.М., Чурашёв В.Н.** Угольный комплекс // Экономика Сибири: стратегия и тактика модернизации / ред. кол. А.Э. Конторович, В.В. Кулешов, В.И. Суслов – Новосибирск: Анкил, 2009, с. 105–123.

470. **Зайденварг В.Е., Пономарев В.П., Репин Л.Н.,** Экономические, правовые и организационные проблемы создания конкурентного рынка углей в России в 1999–2002 гг. http://incru.rosugol.ru/publish2.html (06.04.10).

471. **The National** Energy Modeling System (NEMS): An Overview // U.S. Energy Information Administration – Washington, 2009, 77 p.

472. **Suwala W.** Modelling adaptation of the coal industry to sustainability conditions. Zaragoza, Spain, Elsevier Publisher // Energy, 2008, №33, p. 1015–1026.

473. **Такайшвили Л.Н.** Особенности угольной промышленности, как объекта исследования в рамках ТЭК // Тр. XIII Байкал. Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении» – Иркутск, 2008, ч.1, с. 44–52.

474. **Такайшвили Л.Н.** Особенности вычислительного эксперимента исследования развития угольной промышленности в рамках ТЭК // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование – Иркутск: ИрГУПС, 2008, спецвыпуск, с. 64–69.

475. **Методы** и модели региональных энергетических программ/ Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Агафонов Г.В. и др. / отв. ред. Б.Г. Санеев – Новосибирск: Наука, 2003, 140 с.

475. **Соколов А.Д., Такайшвили Л.Н.** Моделирование и оптимизация развития угольной промышленности в условиях рынка // Пятые Мелентьевские теоретические чтения: Сб. науч. тр. под ред. А.А. Макарова – М.: ИНЭИ РАН, 2004, с. 281–291.

477. **Закономерности** развития угольной промышленности / Соколов А.Д., Агафонов Г.В., Музычук С.Ю., Такайшвили Л.Н. // Системные исследования проблем энергетики – Новосибирск: Наука, 2000, с. 445–-460.

478. **Соколов А.Д., Такайшвили Л.Н.** Влияние железнодорожных тарифов на рынок энергетических углей // Топливно-энергетический комплекс России – современное состояние и взгляд в будущее – Новосибирск: Наука,1999, с. 130-136.

479. **Соколов А.Д., Такайшвили Л.Н., Бранчугов В.К.** Прогноз потребности, потребной добычи и рациональных поставок энергетических углей России на перспективу до 2020 года // Всерос. конф. «Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление» – Иркутск, 12–15 сентября 2005 г., с. 236–244.

480. **Sokolov A.D.**, **Sokolov D.A., Takaishvili L.N.** Potentialities for increasing Russian coal supplies for export to the markets of APR countries // 6th Internat. Conf. Proc. «Asian Energy Cooperation: Forecasts and Realties» – Irkutsk, 8–11 September 2008, p. 222–227.

481. **Соколов А.Д., Такайшвили, Л.Н. Витюк А.К.** Угольная промышленность Амурской области: существующее состояние и возможности развития // Вестник ИрГТУ, 2009, №4, с. 41–45.

482. **Экспортные** поставки российского угля и импорт угля в Россию в 2006 году – М.: «Росинформуголь», 2007, 43 с.

483. **Состояние** и перспективы использования возобновляемых энергоресурсов в СССР и за рубежом: науч. докл. / отв. исп. Г.Б. Славин; СЭИ СО АН СССР – Иркутск, 1981, 183 с.

484. **Степанов И.Р., Дмитриев Г.С.** Перспективы использования малых ГЭС в районах Европейского Севера СССР // Энергетика Севера. Серия «Проблемы Севера» – М.: Наука, 1988, вып. 23, с. 59–66.

485. **Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р.** Использование энергии ветра в районах Севера – Л.: Наука, 1989, 207 с.

486. **Малая** гидроэнергетика /. Михайлов Л.П, Фельдман Б.Н., Марканова Т.К. и др. / под ред. Л.П. Михайлова – М.: Энергоатомиздат, 1989, 184 с.

487. **Ноговицын Д.Д.** Водные ресурсы Якутской АССР и их использование – Якутск, 1985, 124 с.

488. **Использование** возобновляемых природных ресурсов / Иванова И.Ю., Кошелев А.А., Тугузова Т.Ф., Подкорытов В.И., Шведов А.П. // Региональные энергетические программы: методические основы и опыт разработки – Новосибирск: Наука, 1995, с. 223–239.

489. **Энергоснабжение** изолированных потребителей северных и труднодоступных районов Иркутской области / И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, С.П. Попов, Н.А. Петров // Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития – Новосибирск: Наука, 2002, с. 111–150.

490. **Малая энергетика** и нетрадиционные виды и источники энергии: их роль и место в энергетике Сибири в ближайшие годы и на перспективу/ Пармон В.Н. и др. // Российский химический журнал. 1994, т. 38, №3, с. 34–55.

491. **Возобновляемые** природные источники энергии: предпосылки и эффективность использования / Иванова И.Ю., Кошелев А.А., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.// ТЭК России: современное состояние и взгляд в будущее – Новосибирск: Наука, 1999, с. 279–298.

492. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Сооружение энергоисточников на ВПЭР для изолированных потребителей // Методы и модели разработки региональных энергетических программ / ред. Б.Г. Санеев – Новосибирск: Наука, 2003, с. 131–135.

493. **Стратегия** экологически чистого энергоснабжения Байкальского региона / Проект ТАСИС №.ESIB 9304; ИСЭМ СО РАН – Иркутск, 1997, с. 164–177, 183.

494. **Природно-ресурсный** потенциал Иркутской области / И.Л. Савельева и др. – Иркутск: Изд-во СО РАН, 1998, с. 123-139.

495. **Кошелев А.А., Шведов А.П.** Оценка энергетической значимости древесных ресурсов острова Ольхон и Приольхонья // География и природные ресурсы, 1997, №3, с. 113–117.

496. **Кошелев А.А., Шведов А.П.** Оценка ресурсов древесного топлива Иркутской области // География и природные ресурсы, 2002, №1, с. 127–130.

497. **Кошелев А.А., Шведов А.П.** Лес как возобновляемый источник энергии // Лесное хозяйство, 1998, №4, с.21-22.

498. **Кошелев А.А.** Энергетическое использование древесного топлива // Лесное хозяйство, 2002, №2, с. 8–10.

499. **Кошелев А.А., Марченко О.В., Шведов А.П.** Оценка целесообразности увеличения энергетического использования древесины // Изв. РАН. Энергетика, 1997, №4, с. 65–71.

500. **Кошелев А.А., Шведов А.П.** Дрова как основной энергоноситель для отдаленных районов // Промышленная энергетика, 1997, №11, с. 2–6.

501. **Кошелев А.А., Цемахович А.В.** Атлас распределения возобновляемых природных энергоресурсов в Прибайкалье. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1999, 54 с.

502. **Кошелев А.А., Шведов А.П.** Потенциальные возможности вовлечения возобновляемых природных ресурсов в топливно-энергетический баланс Иркутской области. – Иркутск, 1998, 64 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН, №2.

503. **Кошелев А.А., Халгаева Н.А.** Экономическая оценка ущерба природной среде от топливных и солнечных энергогенераторов // Изв. РАН. Энергетика, 2005, №2, с. 81–87.

504. **Безруких П.П., Церерин Ю.А.** Нетрадиционная энергетика // Прил. к науч.-техн. журн. «Экономика топливно-энергетического комплекса России»» – М.: ВНИИОЭНГ, 1993, 63 с.

505. **Безруких П.П. и др.** Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России – СПб.: Наука, 2002, 314 с.

506. **Концепция** использования ветровой энергии ветра в России / П.П. Безруких, В.М. Евдокимов, Ю.Г. Шакарян и др. / ред. П.П. Безруких – М.: «Книга-Пента», 2005, 128 с.

507. **Безруких П.П.** Возобновляемая энергетика: Сегодня – реальность, завтра – необходимость – М.: Лесная страна, 2007, 120 с.

508. **Справочник** по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива. / Показатели по территориям – М.: «ИАЦ Энергия», 2007, 272 с.

509. **Малая** и нетрадиционная энергетика России / Усачев И., Историк Б.,. Шполянский Ю, Лунаци М. // Новости электротехники, 2003, № 4(22), с. 77–79.

510. **Возобновляемые** энергетические ресурсы Карелии: оценки и перспективы использования / Сидоренко Г.И., Борисов Г.А., Лазарева Ю.Г., Митрукова И.В.// Гидротехничес-кое строительство, 1995, № 6, с. 5–8.

511. **Чайка Л.В.** Новая региональная энергетическая политика / Методические основы планирования и направления развития систем локального энергоснабжения сельских потребите-лей / под. ред. Н.А. Манова – Сыктывкар, 1997, с. 146–154.

512. **Колобов Ю.И., Чайка Л.В.** Малая энергетика в системе энергоснабжения Республики Коми – Сыктывкар, 2000, 140 с.

513. **Технико-экономические** характеристики малой гидроэнергетики (справоч. м-лы). Методич. пособие / В.И. Виссарионов, Н.К. Малинин, Г.В. Дирюгина и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2001, 120 с.

514. **Нетрадиционная** энергетика – возобновляемые источники, использование биомассы, термохимическая подготовка, экологическая безопасность: учеб. пособие / Пугач Л.И., Серант Ф.А., Серант Д.Ф.. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006, 347 с.

515. **Национальный** кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения / Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. / ред. В.Г. Николаев – М.: Изд-во «Атмограф», 2008, 584 с.

516. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Условия развития возобновляемых источников энергии // Топливно-энергетический комплекс Хабаровского края: состояние и стратегия развития / ред. В.И. Ишаев – Владивосток; Хабаровск: ДВО РАН, 2005, с. 131–137.

517. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии // Стратегия регионального развития: Республика Бурятия – 2015 / ред. А.Г. Гранберг, П.А. Минакир, Л.В. Потапов – М.: Экономика, 2005, с. 334–341.

518. **Renewable energy** resources of the Sakhalin region: assessment and priorities of utilization / Ivanova I.Yu., Tuguzova T.F., Khalgayeva N.A., Tikhonkikh V.N. // Geography and natural resources, 2010, №31, P. 48–52.

519. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Роль возобновляемых источников энергии в энергоснабжении восточных районов России // Регион: экономика и социология, 2002, №1, с. 136–147.

520. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Возобновляемые источники энергии: эффективность и масштабы использования для потребителей Восточной Сибири и Дальнего Востока // Перспективы энергетики, 2003, т. 7, №1, с. 47–55.

521. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Эффективность и масштабы использования возобновляемых источников энергии для изолированных потребителей // Изв. РАН. Энергетика, 2006, №3, с. 110–114.

522. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Эффективность применения энергоисточников малой мощности на возобновляемых природных ресурсах в восточных районах России // Энергетическая безопасность и малая энергетика. XXI век: сб. докл. всеросс. науч.–практ.конф. – СПб., 2002, с. 303–310.

523. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Энергоисточники на возобновляемых природных энергоресурсах: экономическое обоснование, проблемы и перспективы применения // Возобновляемая энергетика – 2003: состояние, проблемы, перспективы: сб. докл. междунар. конф. – СПб, 2003, с. 487–493.

524. **Efficiency** of renewables in East Siberia and Russian Far East / Ivanova I.Y., Popov S.P., Tuguzova T.F., Simonenko A.N. // Energy saving technologies & environment: proc. of the intern. conf. Irkutsk: Irkutsk state transport university and Technological educational institution of Athens, 2004, p. 300–304.

525. **Estimation** of the markets of renewable energy technologies in Russia's eastern regions / Ivanova I.Y., Popov S.P., Tuguzova T.F., Simonenko A.N. // Asian energy cooperation: interstate infrastructure and energy markets: proc. of the intern. conf. – Irkutsk: Energy systems institute SB RAS, 2004, P. 166–171.

526. **Роль возобновляемых** энергоисточников в развитии малой энергетики / Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф., Симоненко А.Н. // Малая энергетика – 2005: сб. докл. междун. научн.-практ. конф. – М., 2005, с. 262–268.

527. **Нетрадиционная** энергетика в энергоснабжении изолированных потребителей районов Севера / Санеев Б.Г., Иванова И.Ю.,. Тугузова Т.Ф, Петров Н.А. // Проблемы нетрадиционной энергетики: материалы науч. сессии Президиума Сиб. Отд. РАН – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2006, с. 55–70.

528. **Оценка перспектив** использования возобновляемых природных энергоресурсов / Кошелев А.А., Марченко О.В., Халгаева Н.А., Цемахович А.В. / Системные исследования проблем энергетики / ред. Н.И. Воропай – Новосибирск: Наука, 2000, с. 475–481.

529. **Belyaev L. S., Filippov S. P., Marchenko O. V**. Possible role of power from Space in the 21st century // Space Power Systems. Energy and Space for Humanity: proc. of the intern. conf. – Montreal, 1997, p. 35–40.

530. **Belyaev L. S., Filippov S.P., Marchenko O.V.** Possible role of nuclear energy and power from Space in the 21st century // World Energy System: proc. of the intern. conf. – Toronto: Canadian Inst. World Energy Systems, 1996, p. 143–150.

531. **Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P.** Space-based power systems with wireless power transmission in the 21st century: proc. // Millennium Conf. on Antennas & Propagation: proc. of the intern. conf. Noordwijk, The Netherlands: European Space Agency, 2000. – Электр. публ.

532. **World** energy and transition to sustainable development / Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P., Solomin S.V., Stepanova T.B., Kokorin A.L.– Dordrecht, Boston, London: Kluwer Academic Publishers, 2002, 276 p.

533. **Studies** on competitiveness of space and terrestrial solar power plants using global energy model / Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P., Solomin S.V. // Int. J. Global Energy Issues, 2006, vol. 25, N. ½, p. 94–108.

534. **Мировая** энергетика: Состояние, проблемы, перспективы / Беляев Л.С., Бушуев В.В., Ластовская М.Р., Лебедев А.В., Марченко О.В., Сергеев П.А., Соломин С.В., Филиппов С.П.. – М.: ИД «Энергия», 2007, 664 с.

535. **Беляев Л.С., Марченко О.В., Соломин С.В.** Исследование долгосрочных тенденций развития возобновляемых источников энергии // Энергетика России в XXI веке: Развитие, функционирование, управление: сб. докл. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, с. 912–921.

536. **Марченко О.В.** Оценка экономической эффективности энергоисточников с учетом неопределенности исходных данных – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1995, 25 с. – Препр. СЭИ СО РАН, № 3.

537. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Экономическая эффективность ветроэнергетических установок в системах электро- и теплоснабжения – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996, 28 с. – Препр. СЭИ СО РАН, № 2.

538. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Оптимизация автономных ветродизельных систем энергоснабжения // Электрические станции, 1996, № 10, с. 41–45.

539. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Экономическая эффективность ветроэнергетических установок в автономных энергосистемах // Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы управления / ред. А.П. Меренков – Новосибирск: Наука, 1996, с. 334–339.

540. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Учет надежности при расчете экономической эффективности ветродизельных энергосистем – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1997, 19 с. – Препр. СЭИ СО РАН, 1997, № 3.

541. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Вероятностный анализ экономической эффективности ветроэнергетических установок // Изв. РАН. Энергетика, 1997, № 3, с. 52–60.

542. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Анализ области экономической эффективности ветродизельных электростанций // Промышленная энергетика, 1999, № 2, с. 49–53.

543. **Марченко О.В.** Стоимость энергии и оптимальные параметры ветроэнергетических установок // Изв. РАН. Энергетика, 2000, № 2, с. 97–103.

544. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Влияние фактора надежности электроснабжения на экономическую эффективность ветродизельных энергосистем // Изв. РАН. Энергетика, 2000, № 6, с. 118–124.

545. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Оценка экономической и экологической эффективности солнечного теплоснабжения в России // Теплоэнергетика, 2001, № 11, с. 46–49.

546. **Marchenko O.V., Solomin S.V.** Efficiency of wind energy utilization for electricity and heat supply in northern regions of Russia // Renewable Energy, 2004, Vol. 29, No. 11, p. 1793–1809.

547. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Оценка экономической эффективности использования энергии ветра для электро- и теплоснабжения потребителей Севера // Промышленная энергетика, 2004, № 9, с. 50–53.

548. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Использование энергии ветра в северных регионах России // Энергосберегающие технологии и окружающая среда: тр. межд. конф. – Иркутск: Ирк. гос. ун-т путей сообщения, 2004, с. 308–314.

549. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Анализ эффективности производства водорода с применением ветроэнергетических установок и его использования в автономной энергосистеме // Альтернативная энергетика и экология, 2007, № 3 (47), с. 112–118.

550. **Марченко О.В., Соломин С.В., Лебедев А.В.** Математическое моделирование автономной энергосистемы с возобновляемыми источниками энергии и топливными элементами // Тр. Байкал. Всеросс. конф. «Информационные и математические технологии в науке, технике и образовании». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007, XII, ч. I., с. 135–139.

551. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Экономическая эффективность автономной энергосистемы с возобновляемыми источниками энергии и топливными элементами // Актуальные проблемы энергетики: мат. III межд. научно-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во "ИРА УТК", 2007, с. 395–398.

552. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Повышение эффективности энергоснабжения децентрализованных потребителей с применением возобновляемых источников энергии и топливных элементов // Экология промышленного производства, 2008, № 1, с. 86–90

553. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Исследование экономической эффективности использования энергии ветра и водорода в автономных энергосистемах // Изв. РАН. Энергетика, 2008, № 3, с. 43–51.

554. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Математическое моделирование автономной системы электроснабжения с газогенераторной электростанцией // Тр. Байкальская Всеросс. конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, XIII, ч. I, с. 14–19.

555. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Анализ экономической эффективности возобновляемых источников энергии в децентрализованных системах энергоснабжения // Альтернативная энергетика и экология, 2009, № 5 (73), с. 78–84.

556. **Ilic´ M., Galiana F., Fink L.** Power systems restructuring: engineering end economics – Boston, Dordrecht, London: Kluwer Academic Publishers, 1998.

557. **Borenstein S.** Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets – Berkley, California: University of California Energy Institute, 1999.

558. **Stoft S.** Power system economics: designing markets for electricity – New York: Wiley, 2002.

559. **Марченко О.В.** Моделирование инвестиционных решений в электроэнергетике с учетом неопределенности спроса – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2003, 24 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН, № 6

560. **Марченко О.В.** Оценка влияния неопределенности спроса на инвестиционные решения в электроэнергетике // Методы исследования и моделирования технических, социальных и природных систем – Новосибирск: Наука, 2003, с. 169–191.

561. **Марченко О.В.** Моделирование долгосрочного рыночного равновесия в электроэнергетике при неэластичном спросе – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2004, 20 с. – Препр. ИСЭМ СО РАН, № 3

562. **Марченко О.В.** Математическая модель рынка электроэнергии с учетом развития генерирующих мощностей // Равновесные модели экономики и энергетики: тр. Всеросс. конф. XIII Байкальской межд. школы-семинара «Методы оптимизации и их приложения» – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, с. 384–388.

563. **Марченко О.В.** Оценка влияния неэластичности спроса на эффективность рыночного механизма в электроэнергетике // Изв. РАН. Энергетика, 2005, № 4, с. 35–44.

564. **Марченко О.В.** Моделирование регулируемого рынка электроэнергии с участием энергоисточников со стохастическим режимом работы // Оптимизация, управление, интеллект: тр. Росс. ассоц. мат. программирования, Межд. акад. нелинейных наук, Росс. ассоц. искусств. интеллекта, 2005, № 1 (9), с. 94–106.

565. **Marchenko O.V.** Mathematical modelling of electricity market with renewable energy sources // Renewable Energy, 2007, vol. 32, N. 6, p. 976–990.

566. **Марченко О.В.** Моделирование и оценка эффективности экономического механизма внедрения возобновляемых источников энергии: "зеленые сертификаты" // Изв. РАН. Энергетика, 2007, № 2, с. 17–25.

567. **Marchenko O.V.** Modeling of a green certificate market // Renewable Energy, 2008, vol. 33, N. 8, p. 1953–1958.

568. **Марченко О.В.** Моделирование рынка электроэнергии при несовершенной конкуренции: крупная энергокомпания в конкурентном окружении // Теория и методы согласования решений: сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука, 2009, с. 61–69.

569. **Калинина А.А.** Энергетика Европейского Северо-Востока СССР – М.: Наука, 1984, 161 с.

570. **Энергетика** Севера / серия «Проблемы Севера» – М.: Наука, 1988, вып. 23, 216 с.

571. **Межотраслевые** и отраслевые проблемы развития народного хозяйства Магаданской области: мат-лы науч.-практ. конф. // Комплексное экономическое и социальное развитие Магаданской области в ближайшей и долгосрочной перспективе – Магадан: СВКНИИ ДВНЦ АН СССР, 1981, 247 с.

572. **Краснопольский Б.Х.** Инфраструктура в системе регионального хозяйственного комплекса Севера – М.: Наука, 1980, 144 с.

573. **Проблемы** энерго- и теплоснабжения районов Севера СССР – Новосибирск: Институт теплофизики СО АН СССР, 1984, 115 с.

574. **Проблемы** теплоснабжения в условиях Крайнего Севера: сб. научных трудов – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1984, 107 с.

575. **Основные** направления развития энергоснабжения и источников генерирования энергии районов Европейского Севера до 2000 г.: отчет / СЭИ СО АН СССР, Госплан СССР, Минэнерго СССР – Иркутск, 1984, 169 с.

576. **Технико-экономический** доклад по развитию энергоснабжения и источников генерирования энергии районов Азиатского Севера: отчет / СЭИ СО АН СССР, Минэнерго СССР – Иркутск-Свердловск, 1985, 360 с.

577. **Проблемы** и перспективы развития энергетики Азиатского Севера СССР / С.М. Баутин, В.И. Подкорытов, И.Ю. Иванова, В.А. Рыльский и др.// Энергетический комплекс

Сибири: перспективы развития – Иркутск-Новосибирск: Институт теплофизики СО АН СССР, 1985, с. 37–51.

578. **Баутин С.М., Мардер Л.И., Подкорытов В.И.** Формирование энергетического хозяйства // Развитие производительных сил Севера СССР / Г.П.Лузин, А.М.Поздняков, С.Н.Старовойтов и др. – Новосибирск: Наука, 1991, с. 74–83.

579. **Разработать** принципы, методы и модели для исследования развития энергетики Азиатского Севера с учетом региональных особенностей: отчет / СЭИ СО АН СССР – Иркутск, 1988, 185 с.

580. **Проблемы** энергетики Крайнего Севера / сб. докладов Второго Всесоюзного совещания – Апатиты: Кольский филиал АН СССР, 1987, 195 с.

581. **Методологические** основы оптимизации энергоснабжения централизованных и рассредоточенных потребителей зоны Севера / Баутин С.М., Подкорытов В.И., Иванова И.Ю. и др. // Проблемы энергетики Крайнего Севера: сб. докл. всесоюзн. сов. – Апатиты: Кольский филиал АН СССР, 1987, с. 57–71.

582. **Функционирование** и развитие систем энергоснабжения потребителей ВЛТПК на период до 2005 г. / Баутин С.М. и др. // Направления развития экономики Верхне-Ленского ТПК: мат. раб. совещаний – Иркутск, 1990, с. 379–393.

583. **Разработка** методики оценки экономической эффективности применения электроэнергии для целей теплоснабжения потребителей Азиатского Севера: отчет / СЭИ СО АН СССР – Иркутск, 1986, 111 с.

584. **Оценка** эффективности использования электроэнергии для целей теплоснабжения / Симоненко А.Н. и др. // Проблемы энергетики Крайнего Севера: сб. докл. всесоюзн. сов. – Апатиты: Кольский филиал АН СССР, 1987, с. 89–94.

585. **Методические** подходы к оценке экономической эффективности применения электроэнергии для целей теплоснабжения потребителей районов Азиатского Севера / Баутин С.М., Москвитин А.М., Подкорытов В.И., Тугузова Т.Ф. // Общие вопросы энергетики и энергосбережения: сб. научн. труд. – Киев: Институт проблем энергосбережения АН УССР, 1991, с. 48–56.

586. **Исследование** экономической эффективности применения электроэнергии от ядерных энергоисточников для целей теплоснабжения потребителей Азиатского Севера: отчет / СЭИ СО АН СССР – Иркутск, 1990, 81 с.

587. **Исследование** экономической эффективности применения электротеплоснабжения в Камчатской области: отчет / Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1991, 209 с.

588. **Энергетика** Азиатского Севера: проблемы и перспективы развития / Баутин С.М. и др. // Социально-экономические проблемы развития народного хозяйства Севера в условиях перехода к рыночной экономике: мат-лы всесоюз. конф. – Новосибирск, 1991, с.57–68.

589. **Основные** положения энергетической стратегии северных районов Сибири и Дальнего Востока / Баутин С.М., Подкорытов В.И., Москвитин А.М., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. // Региональные энергетические программы: методические основы и опыт разработки / под ред. Б.Г. Санеева – Новосибирск: Наука, 1995, с. 173–182.

590. **Энергетика** Севера: современное состояние и перспективы развития / Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Баутин С.М., Подкорытов В.И. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1997, 51 с. – Препр. СЭИ СО РАН, №12

591. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Направления и тенденции в энергоснабжении изолированных потребителей // Системные исследования проблем энергетики / под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука, 2000, с. 503–514.

592. **Малая** энергетика Севера: Проблемы и пути развития / И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, С.П. Попов, Н.А. Петров. Новосибирск: Наука, 2002, 188 с.

593. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Попов С.П.** Методика и модели исследования направлений развития энергоснабжения изолированных потребителей // Методы и модели разработки региональных энергетических программ / под ред. Б.Г. Санеева – Новосибирск: Наука, 2003, с. 66–76.

594. **Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф.** Некоторые аспекты экономической эффективности проектов сооружения объектов малой энергетики // Малая энергетика – 2003: сб. докл. междун. научн.-практ. конф. – М., 2003, с. 189–199.

595. **Методологические** и методические подходы к обоснованию направлений и масштабов развития малой энергетики Севера РФ / Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф., Симоненко А.Н.// Социально-экономические проблемы региона: мат. рег. научн.-практ. конф. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2004, с. 109–112.

596. **Развитие** малой энергетики на северо-востоке России: проблемы, эффективность, приоритеты / Иванова И.Ю., Попов С.П., Тугузова Т.Ф., Симоненко А.Н.// Малая энергетика – 2006: труды междун. науч.-практ. конф. – М., 2006, с. 19–29.

597. **Попов С.П. Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф.** Экономическая оценка и масштабы применения энергоисточников малой мощности для изолированных потребителей // Топливно-энергетический комплекс, 2003, №2, с. 98–99.

598. **Энергетика** Севера России в XXI веке / И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, С.П. Попов, А.Н. Симоненко // Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы / отв. ред. Н.И. Воропай – Новосибирск: Наука, 2004, с. 319–334.

599. **Чайка Л.В.** Новая региональная энергетическая политика / Методические основы планирования и направления развития систем локального энергоснабжения сельских потребителей / под. ред. Н.А. Манова – Сыктывкар, 1997, с. 146–154.

600. **Энергетическая** стратегия республики Коми (основные направления развития систем электро-, тепло- и топливоснабжения) / отв.ред. Н.А. Манов, А.А. Калинина – Сыктывкар, 1996, 185 с.

601. **Колобов Ю.И., Чайка Л.В.** Малая энергетика в системе энергоснабжения Республики Коми – Сыктывкар, 2000, 140 с.

602. **Кузьмин А.Н., Михеева Е.Ю.** Малая энергетика Севера Якутии: проблемы перспективы развития – Якутск: изд-во ЯНЦ СО РАН, 2009, 160 с.

603. **Кузьмин А.Н., Михеева Е.Ю.** Требования к производству газотурбинных энергетических установок малой мощности для Севера // Энергия: экономика, техника, экология, 2006, №2, с. 16–21.

604. **Кузьмин А.Н., Шадрин А.П.** Атомные станции малой мощности: эффективность и целесообразность их применения в условиях Крайнего Севера. // Бюллетень по атомной энергии, 2001, №12, с. 16–19.

605. **Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф.** Проблемы энергетики Севера и пути их решения // Энергетическая политика, 2000, вып. 4, с. 54–61.

606. **Попов С.П., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф.** Направления энергоснабжения изолированных потребителей // Топливно-энергетический комплекс Хабаровского края: состояние и стратегия развития – под ред. В.И. Ишаева – Владивосток; Хабаровск: ДВО РАН, 2005, с. 131–137.

607. **Small-scale** Energy in Russia's East: Problems, Preconditions, Directions of Development and Energy Cooperation / Ivanova I.Yu., Tuguzova T.F., Khalgaeva N.A., Simonenko A.N. // Asian Energy Cooperation: Forecasts and Realities: proc. of the intern. conf. – Irkutsk: ESI SB RAS, 2008, P. 184–192.

608. **Малая** энергетика на востоке России: проблемы, предпосылки, направления развития и энергетическая кооперация / Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Халгаева Н.А., Симоненко А.Н.// Энергетическая кооперация в Азии: прогнозы и реальность: труды междунар. конф. – Иркутск: изд-во ИСЭМ СО РАН, 2009, с. 202-212.

609. **Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Симоненко А.Н.** Эффективные направления развития малой энергетики на востоке России // Энергетическая политика, 2009, выпуск 2, с.45–52.

Научное издание

Системные в исследования энергетике
Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ

Редакторы:
Ю.В. Барышева
Т.П. Гришина
Т.А. Никитина
М.Б. Успенская

Подписано в печать 12.08.2010. Бумага офсетная. Формат 70×80 1/16.
Усл. печ. л. 44.6. Уч.-изд. л. 42.8 Тираж 300. Заказ N 146.

«Наука» Сибирское предприятие РАН. 630099, Новосибирск, ул. Советская, 18.
Отпечатано на ризографе полиграфическим участком ИСЭМ СО РАН
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130

ISBN 978-5-02-018968-3