



Российская Академия Наук



Системные исследования в энергетике: методология и результаты



Москва
Издательский дом МЭИ
2018

УДК 620.9
ББК 31
С 40

Рецензенты:

А.В. Клименко (академик, главный научный сотрудник НИУ «МЭИ»,
председатель экспертного совета РНФ);

О.С. Попель (доктор технических наук, профессор,
руководитель Научно-исследовательского центра ОИВТ РАН
«Физико-технические проблемы энергетики»)

Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. А.А. Макарова и Н.И. Воропая. — М.: ИНЭИ РАН, 2018. — 309 с.: ил.

ISBN 978-5-383-01306-9

Приведены результаты выполненных в период 2017—2018 гг. системных исследований в энергетике, включающих в себя разработку методологии и инструментария изучения энергетики как совокупности сложно организованных систем и прогнозирования развития энергетики мира и России на долгосрочную перспективу.

Книга предназначена для научных работников, аспирантов, специалистов, занимающихся стратегическим планированием, экономико-математическим моделированием, а также прогнозированием развития российской и мировой энергетики и ее отраслевых комплексов.

УДК 620.09
ББК 31

ISBN 978-5-383-01306-9

© ИНЭИ РАН, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	5
А.А. Макаров, Н.И. Воропай. Введение. Эволюция системных исследований в энергетике	7
1. СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗВИТИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ	13
1.1. А.А. Макаров. Достижения и проблемы системных исследований развития энергетики	13
1.2. Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Н.Н. Новицкий, С.И. Паламарчук. Результаты системных исследований проблем функционирования энергетики России	28
1.3. Н.И. Воропай, А.М. Клер, Ю.Д. Кононов, Б.Г. Санеев, С.М. Сендеров, В.А. Стенников. Методические основы системных исследований при обосновании развития топливно-энергетического комплекса и систем энергетики в работах ИСЭМ СО РАН	48
1.4. С.П. Филиппов, М.Д. Дильман. Системные исследования приоритетов научно-технологического развития энергетики: методологические аспекты	63
1.5. Н.И. Воропай, В.А. Стенников, С.М. Сендеров. Интегрированные интеллектуальные системы в энергетике России	87
1.6. В.В. Бушуев. Интеллектуальное (когнитивное) прогнозирование и управление в энергетике	102
1.7. А.А. Макаров. Подходы к оценке устойчивости и рисков долгосрочного развития энергетики России	113
1.8. Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов. Способы анализа и сужения прогнозной области развития систем энергетики	127
1.9. С.М. Сендеров, В.И. Рабчук. Проблемы обеспечения энергетических потребностей России при реализации возможных стратегических угроз энергетической безопасности	135
2. СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ ОБЪЕДИНЕНИЙ	151
2.1. А.А. Конопляник. О новой парадигме развития мировой энергетики, рисках и вызовах для России и мира	151
2.2. В.А. Малахов, Т.Г. Дубынина, К.В. Несытых. Мультиагентный подход к моделированию влияния мировых цен топлива на среднесрочное развитие экономики России	181
2.3. С.В. Подковальников, И.Л. Трофимов, О.В. Хамисов, Л.Ю. Чудинова. Методология, модели и исследования эффективности межгосударственной электроэнергетической интеграции	195
3. ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ	207
3.1. С.В. Подковальников, О.В. Хамисов, К.А. Семенов. Развитие электроэнергетики в рыночной среде: моделирование и исследование	207

3.2. Ф.В. Веселов, А.И. Соляник. Финансово-экономические модели как инструмент согласования приоритетов общественной и коммерческой эффективности в задачах управления развитием электроэнергетики.....	217
3.3. В.А. Стенников, А.В. Пеньковский. Математическое моделирование теплоснабжающих систем в условиях несовпадающих интересов	238
3.4. А.М. Клер, П.В. Жарков. Эффективные методы решения задач дискретно-непрерывной оптимизации теплоэнергетических установок	264
3.5. Е.В. Гальперова. Моделирование и долгосрочное прогнозирование спроса на энергоносители в региональных системах энерго- и топливоснабжения.....	289
3.6. А.С. Лукьянов. О методологии долгосрочных прогнозов добычи нефти в РФ по данным госбалансов запасов	297

ПРЕДИСЛОВИЕ

С начала 2000-х годов при содействии ИНЭИ РАН и ИСЭМ СО РАН регулярно проводятся научные конференции — Мелентьевские теоретические чтения, на которых обсуждаются методологические аспекты системных исследований в энергетике и их практическое применение для решения прикладных задач.

30 июня 2017 г. в Москве состоялись VIII Мелентьевские теоретические чтения «Системные исследования в энергетике: методология и результаты», в которых приняли участие представители ИНЭМ РАН (Москва), ИСЭМ СО РАН (г. Иркутск), ОИВТ РАН (Москва), ООО «Газпром экспорт» (Москва) и др. Участники мероприятия высоко оценили актуальность представленных докладов, а также большую научно-практическую значимость Мелентьевских теоретических чтений, организуемых поочередно ИНЭИ РАН и ИСЭМ СО РАН.

В настоящей книге приводятся результаты системных исследований в энергетике, состоящих в разработке методологии и инструментария изучения энергетики как совокупности сложно организованных систем и прогнозирования развития энергетики мира и России на долгосрочную перспективу. Эти результаты подготовлены участниками VIII Мелентьевских теоретических чтений на основе выполненных в период 2017—2018 гг. фундаментальных и прикладных работ.

В гл. 1 «Системные исследования развития и функционирования энергетики России» проанализированы достижения и проблемы таких исследований, описаны подходы к оценке устойчивости и рисков долгосрочного развития энергетики, представлены методологические аспекты системных исследований приоритетов научно-технологического развития энергетики, а также результаты исследований интегрированных интеллектуальных систем, рассмотрены вопросы интеллектуального прогнозирования и управления в энергетике.

В гл. 2 «Системные исследования развития энергетики мира и межгосударственных объединений» рассмотрена новая парадигма развития мировой энергетики, представлен методологический инструментарий для исследования эффективности межгосударственной электроэнергетической интеграции, приведены результаты моделирования влияния мировых цен топлива на среднесрочное развитие экономики России.

В гл. 3 «Исследования развития систем энергетики» рассмотрены различные аспекты моделирования для решения прикладных задач долгосрочного прогнозирования развития отраслей ТЭК.

Книга предназначена для научных работников, аспирантов, специалистов, занимающихся системными исследованиями в энергетике: стратегическим планированием, экономико-математическим моделированием, а также прогнозированием развития российской и мировой энергетики и ее отраслевых комплексов.

Авторы

ЭВОЛЮЦИЯ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

А.А. Макаров, академик, профессор; ИНЭИ РАН, Москва; Н.И. Воронай, член-корреспондент РАН, профессор; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Исходные положения системных исследований в энергетике сформулированы Л.А. Мелентьевым в его книге «Системные исследования в энергетике: элементы методологии, направления развития» [1], издававшейся в 1979 и 1983 г. Определенное влияние на переработанный материал и дополнения во втором издании, вполне возможно, оказала вышедшая к тому времени знаковая книга Н.Н. Моисеева [2], с которым Л.А. Мелентьев был близко знаком. Конкретизация и уточнение исходных положений системных исследований в энергетике были предприняты в работе «Теоретические основы системных исследований в энергетике» [3]. В качестве отправной точки для дальнейшего анализа остановимся кратко на сути этих основных положений системных исследований.

Прежде всего напомним содержание и взаимосвязь базовых понятий: «системный подход», «системные исследования» и «системный анализ» [1, 3]. Центральным термином является «системный подход», под которым понимается направление методологии познания, в основе которого лежит исследование объектов как систем. Объективной причиной активизации использования и развития системной методологии в различных областях знания явились порожденные научно-технической революцией XX в. усложнение технических объектов, усиление их взаимодействия, повышение роли человека как звена управления. В свою очередь, «системные исследования» — это исследования, в которых используется системный подход или которые основаны на системном подходе. При этом «системный анализ» рассматривается как методический аппарат системных исследований — совокупность методов, методик, процедур и правил, используемых в системных исследованиях. Применяя эти определения к энергетическим проблемам, можно полагать, что системные исследования в энергетике — это исследования энергетических объектов и систем на основе методологии системного подхода с использованием методического аппарата системного анализа.

Выделяя в содержании системных исследований в энергетике в качестве базовых теоретическую и методическую их части, Л.А. Мелентьев детализирует эти направления в виде следующих трех составляющих:

- изучение природы исследуемых систем, состоящее в анализе формирования и силы проявления основных объективных тенденций развития систем энергетики (тенденций пропорциональности развития и научно-технического прогресса), а также в исследовании свойств систем энергетики (структурных, движения и управляемости) и особенностей их проявления;

- создание и совершенствование методов исследования систем энергетики, основными среди которых являются методы изучения систем при неполной информации, а также формирование более совершенных моделей систем и процедур принятия решений;

- создание и совершенствование средств изучения систем энергетики, в том числе средств сбора, обработки и передачи информации, ее анализа и использования.

Не менее важным является и второе направление системных исследований в энергетике, связанное с решением её фундаментальных проблем, в состав которых входят [1, 3]:

- оптимальное управление, включая разработку концепций такого управления на уровнях развития и функционирования систем энергетики и комплексов этих систем и создание научных основ такого управления;

- решение основных межотраслевых комплексных задач энергетики, касающихся пропорций развития отраслей, научно-технического прогресса, системного сопоставления перспективных энергетических технологий, маневренности, надежности и качества топливно-энергоснабжения и др.;

- долгосрочное прогнозирование, включающее в себя совершенствование методов такого прогнозирования, разработку целевых программ создания и оптимального развития новых энергетических объектов и средств научно-технического прогресса в энергетике;

- разработка концепций развития общеэнергетической (топливно-энергетический комплекс) и основных функциональных больших систем энергетики; большими в системных исследованиях названы сложные иерархически построенные человеко-машинные системы со сложной структурой при неполной информации о такой системе, ее структуре и параметрах;

- оптимизация схем и параметров сложных энергетических установок по производству электрической и тепловой энергии, сложных энерготехнологических установок по переработке топлива.

В работе Л.А. Мелентьева подчеркивается безусловная необходимость совместного взаимосвязанного рассмотрения обоих направлений.

Анализируя сформулированные исходные положения системных исследований в энергетике, следует отметить, что они в основном методологически справедливы и с точки зрения сегодняшних особенностей энергетики. В то же время энергетика в целом, составляющие ее энергетические отрасли и системы как объекты системных исследований существенным образом трансформировались под влиянием внутренних и внешних факторов. Эти трансформации энергетики требуют корректировки, подчас весьма существенной, содержания методологии системных исследований в энергетике.

Новые факторы в методологии системных исследований в энергетике. В составе новых факторов в методологии системных исследований целесообразно выделить следующие.

Либерализация и реструктуризация энергетики радикально изменили организационную структуру ее отраслей, состав субъектов отношений в процессах развития и функционирования систем энергетики и характер взаимоотношений между этими субъектами. Меняется также свойство целостности больших систем энергетики. Электроэнергетические, тепло- и газоснабжающие системы остаются физически связными сложными объектами, требующими системного подхода к обоснованию их развития и особенно к управлению функционированием. Но появление негосударственной собственности на объекты электро- и теплогенерации, газовые месторождения и системы распределения энергоносителей так ослабило целостность этих систем (особенно в части управления их развитием), что ставится под сомнение корректность их отнесения к категории единых систем энергоснабжения. В ещё большей мере (включая и управление функционированием) это относится теперь к бывшим единым системам нефте- и углеснабжения. Все это принципиально усложняет обоснование решений и требует глубокого пересмотра структуры и содержания решаемых задач и развития соответствующего методического аппарата, моделей и методов выбора решений 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.

Глобализация и либерализация в энергетике и экономике России резко усилили значимость внешних связей энергетики, влияние экономических, политических, институциональных и других факторов

и условий на функционирование и развитие систем энергетики. Эти особенности потребовали модернизации методических принципов, моделей и методов решения энергетических проблем в увязке с другими отраслями экономики. Одновременно в 90-х годах XX в. обострилась проблема обеспечения достаточного, бесперебойного и экономически доступного энергоснабжения регионов России, что инициировало разработку нового научного направления системных исследований в энергетике – энергетической безопасности.

Тенденция глобализации энергетических рынков привела к необходимости рассматривать усиление энергетических связей России с другими странами и анализировать место и роль энергетики нашей страны в межгосударственной и мировой энергетической инфраструктуре. Актуализировалась проблема межгосударственной региональной и глобальной энергетической безопасности. Это потребовало не только развития соответствующих направлений системных исследований в энергетике, но и активизации сотрудничества с энергетическими организациями других стран и международными энергетическими институтами.

Существенно изменились и продолжают расти запросы к энергетической отрасли со стороны потребителей. Эта тенденция определяется объективными факторами, связанными с массовым появлением у потребителей инновационных технологий с повышенными требованиями к качеству энергии и надежности энергоснабжения, а также с учетом усиления роли потребителей во взаимоотношениях с энергетикой. Происходит смена парадигмы развития и функционирования систем энергетики в сторону клиентоориентированных инфраструктурных систем, предоставляющих потребителям энергию и энергетические услуги в любом заявленном месте, с требуемыми надежностью энергоснабжения и качеством энергии и по приемлемой цене (своего рода энергетический интернет).

Продолжены изучение природы исследуемых развивающихся систем энергетики, выявление их объективно обусловленных, в том числе новых, 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 энергетики, управления ими и обоснования их развития. Другой пример – изучение закономерностей развития распределенной генерации энергии, представляемой малыми энергетическими установками, в том числе на возобновляемых источниках энергии, ее роли и места в энергоснабжении потребителей, влияния на структуру и свойства систем

энергетики и т.п. Еще одна важная тенденция развития систем энергетики — их трансформация в направлении формирования интеллектуальных, в том числе интегрированных, энергетических систем. Эта идеология практически в большинстве стран мира принята в качестве технологической платформы энергетики будущего, прежде всего электроэнергетики и теплового хозяйства, и призвана радикально повысить эффективность использования основных фондов систем энергетики, надежность энергоснабжения и качество поставляемой потребителям энергии. В то же время интеллектуализация систем энергетики существенно изменяет их свойства, что необходимо учитывать при моделировании систем, обосновании их развития и управлении функционированием.

Расширился спектр инструментов для исследований систем энергетики. Наряду с техническими, экономическими, математическими и другими методами получили развитие физические, прежде всего термодинамические, методы системного анализа и определения характеристик энергетических процессов, установок и систем. Значимое развитие получили методы и технологии искусственного интеллекта, информационные и компьютерные технологии, которые эффективно используются для решения системных энергетических задач.

Для учета перечисленных факторов потребовалась существенная корректировка структуры и содержания решаемых системных задач в энергетике, методических принципов, моделей и методов исследования систем энергетики и управления их развитием и функционированием [4, 5].

Резюмируя изложенное, можно утверждать, что в новых условиях, характеризующихся влиянием целого ряда принципиально новых факторов по сравнению с начальным периодом развития системных исследований в энергетике, общая идеология этого направления остается актуальной: от изучения природы развивающихся и трансформирующихся систем энергетики, их свойств и тенденций развития к осознанию возникающих проблем, формулировке их содержания и формализации необходимых для решения задач в системной постановке и далее к разработке моделей и методов решения этих задач с завершением исследования анализом его результатов и их интерпретацией в виде соответствующих выводов и рекомендаций.

Тем не менее, несмотря на сохраняющуюся актуальность общей идеологии системных исследований в энергетике, сформулированной Л.А. Мелентьевым, принципиальная значимость новых факторов, определяющих структуру и свойства трансформирующихся систем энергетики, необходимость решения новых задач их развития и функционирования, требующего использования обновленных моде-

лей и методов, требуют существенного, подчас радикального, обновления и расширения аппарата этих исследований.

С учетом качественного видоизменения систем энергетики и появления у них новых свойств сохраняется актуальность и востребованность модернизации и развития теоретических и методических основ системных исследований в энергетике, моделей и методов решения фундаментальных проблем развития этих систем и управления ими.

Список литературы

1. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике: элементы методологии, направления развития / Л.А. Мелентьев. — 2-е изд., перераб. и доп. М.: Наука, 1983.
2. **Моисеев Н.Н.** Математические задачи системного анализа / Н.Н. Моисеев. М.: Наука, 1981.
3. **Теоретические** основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев и др. Новосибирск: Наука, 1986.
4. **Системные** исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ – ИСЭМ. Вехи полувекового пути (к 50-летию института, 1960—2010) / Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2010.
5. **Макаров А. А.** Системные исследования развития энергетики: курс лекций / А.А. Макаров. М.: Издательский дом МЭИ, 2015.

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗВИТИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

1.1. ДОСТИЖЕНИЯ И ПРОБЛЕМЫ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

А.А. Макаров, академик, профессор; ИНЭИ РАН, Москва

Зародившееся в начале XX в. научное направление «общая энергетика» приобрело в 20—50-х годах прошлого века новое качество и нашло широкое хозяйственное применение в СССР (план ГОЭЛРО и пятилетние планы), а почти 50 лет назад усилиями акад. Л.А. Мелентьева* и его школы было поднято на уровень системных исследований энергетике.

Базой для этого стал *системный подход* — методология научного исследования и управления *как системами* таких объектов и явлений окружающего мира, которые:

- обладают свойством целого, отличающимся от суммы свойств их составных частей;
- имеют сложные внутренние и внешние связи и синергические эффекты взаимодействия элементов, формирующие специфические факторы роста эффективности систем: концентрацию, централизацию, комбинирование и специализацию основных составляющих их хозяйственной деятельности;
- включают в себя объект, органы и механизмы (в том числе финансовые) управления обычно сложной иерархической структуры;
- подчиняются принципу наименьшего действия, оптимизируя свою деятельность;
- имеют однозначно непредсказуемое будущее состояние и поведение, что рождает риски принимаемых решений и требует адаптивного управления их функционированием и развитием.

Инструментарием системного подхода стал *системный анализ*, обеспечивающий совершенствование существующих и разработку новых средств изучения специфики функционирования и развития систем для обоснования эффективных решений. Его основой служат мате-

* Подробнее см. статьи А.А. Макарова «Становление общей энергетике как науки. К 100-летию Льва Александровича Мелентьева» (Теплоэнергетика. 2008. № 11. С. 2—13) и «Сверхзадача — учение об энергетике» (Известия РАН. Энергетика. 2008. № 6. С. 3—14).

матическое описание и компьютерная имитация эволюции а) природных, производственных и социально-экономических характеристик системы, размещения и связей её элементов во взаимодействии с другими системами; б) условий и механизмов управления и в) критериев эффективности её функционирования и развития.

Системные исследования энергетики представляют собой процесс изучения сложных теоретических и практических проблем развития антропогенной энергетики (созданной человеком для обеспечения его жизнедеятельности) методами системного анализа. Определение состава и взаимосвязей систем в этой области человеческой деятельности, познание их состояния и перспектив в целях повышения эффективности составляют предмет системных исследований энергетики. Отказ от стремления получать результаты «в общем виде» или в форме универсальных правил при нацеленности на глубокую проработку конкретной проблемы во всём многообразии её аспектов и связей определяет основное содержание системных исследований вообще и энергетики в частности.

В трудах Л.А. Мелентьева и его учеников было введено понятие «*большие системы энергетики*» (БСЭ), проработаны гипотезы относительно их структуры и свойств, созданы методология и инструментарий для их исследования и решения широкого круга практических задач. В табл. 1.1 эти результаты по проблематике развития БСЭ систематизированы и снабжены ссылками на главные монографические публикации и важнейшие прикладные разработки*. Видно, что основные продвижения в формировании понятий, исследовании структуры и свойств БСЭ (подавляющее большинство [1-11] из 14 монографий по этой тематике) были сделаны в советский период.

Принципиально важными для научно-методического оснащения работ по планированию и проектированию систем энергетики стали подготовленные Академией наук и утверждённые Госпланом СССР Методические положения по оптимизации развития топливно-энергетического комплекса в централизованных плановых расчётах [17] и Руководящие указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию [16, 19] как инструмента децентрализованной оптимизации решения локальных задач проектирования развития энергетических систем и объектов.

С середины 70-х годов XX в. СЭИ СО АН СССР совместно с Главным вычислительным центром Госплана СССР развернули расчёты по оптимизации плановых балансов топлива сначала для пятилетнего плана, а в 1979—1983 гг. для разработки Энергети-

* Подробный состав публикаций сотрудников ИСЭМ СО РАН в 2000—2016 гг. по этой теме приведен в § 1.2.

Таблица 1.1. Основные результаты системных исследований развития энергетики в СССР и России

Аспект исследований	СССР (1966—1991 гг.)	Россия (1992—2016 гг.)
Методология	Изучение структуры и свойств БСЭ [1—11]	Исследования внешних связей и свойств БСЭ [12—15]
Методы и инструменты	Методические положения (1974 [16], 1975 [17], 1987 гг. [19, 20]); система моделей среднесрочного прогнозирования развития энергетики (1984 г. [18]); автоматизированная система плановых расчётов Госплана СССР — технический проект 1984 г.	Методические рекомендации (2001 [21], 2007 [22], 2010 гг. [23]); модельно-информационный комплекс МИКЭП (2003 г. [24]); модельно-информационный комплекс SCANNER (2011 [25]; 2012 гг. [26]); методология исследования мировых энергетических рынков (2015 г. [27])
Практические приложения	Энергетическая программа СССР на длительную перспективу (1979—1983 гг.); комплексная программа научно-технического прогресса до 2010 г.; подсистема «Топливо-энергетический комплекс» АСПР Госплана СССР, первая очередь (1987—1989 гг.); оптимизация развития отраслей ТЭК, энергетики республик, регионов страны и территориально-промышленных комплексов	Концепция новой энергетической политики России (1992 г. [28]); энергетические стратегии России до 2010, 2020, 2030, 2035 гг. (1995 [29, 30], 2001 [33], 2003 [34], 2010 [39], 2014 гг. [42]); стратегии и генеральные схемы развития отраслей ТЭК (1997 [31], 2007 [38], 2010 [40], 2013 гг. [41]); реформы энергорынков (1997 [32], 2006 гг. [35, 36]); комплекс работ по интеллектуальной энергетике; программы и схемы развития энергетики регионов России; прогнозы развития энергетики мира и России (2012 [43], 2013 [44], 2014 [45, 46], 2015 [46], 2016 гг. [47])

ческой программы СССР на длительную перспективу — первого после принятого в 1920 г. плана ГОЭЛРО документа стратегического развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны. Тогда же началось проектирование подсистемы «Топливо-энергетический комплекс» автоматизированной системы плановых расчётов (АСПР) Госплана СССР, и её первая очередь применялась в конце 80-х годов XX в. для разработки материалов пятилетнего плана.

Наряду с задачами централизованного планирования развития ТЭК страны оптимизационными расчётами обосновывались эффективные направления и масштабы его технологического совершенствования при разработке «Комплексной программы научно-технического прогресса СССР на период до 2010 года». Активно велись работы по оптимизации развития нефтяной и угольной отраслей промышленности, системы газоснабжения и электроэнергетической системы страны и регионов — большинства союзных республик, крупных зон страны (Урал, Сибирь и Дальний Восток) и территориально-промышленных комплексов (Тюменского, Ангаро-Енисейского, Ленского, зоны Байкало-Амурской магистрали и др.). Решались многообразные задачи оптимизации развития систем тепло-, газо- и электроснабжения городов и промышленных центров. Эти задачи ставились и решались в условиях централизованного планирования — при идеализированных представлениях о едином общегосударственном интересе (т.е. критерии оптимальности решений на всех уровнях иерархии), отсутствии сознательных искажений плановой информации, стабильности хозяйственных организаций, механизмов и др. Однако даже жёсткая регламентация плановых процессов не позволила избежать столь быстрого роста разнообразия постановок задач и моделей оптимизации, что уже в 70-х годах XX в. Л. А. Мелентьев в приказном порядке пытался ограничить их разработку в руководимых им организациях.

Распад СССР и смена социально-экономической системы в России с последовавшим глубоким экономическим кризисом в корне изменили условия и расширили требования к системным исследованиям развития энергетики. С разрушением системы централизованного планирования исчезли необходимые энергетикам источники информации о развитии экономики, а отсутствие достаточной ретроспективы рыночного хозяйствования не позволяло применять экстраполяционные модели. Поэтому особую актуальность приобрели исследования внешних связей ТЭК, а в инструментарий системных исследований энергетики пришлось включить *систему моделей развития экономики* [12, 13]. При этом овальное ослабление государственного управления при разгуле рыночной стихии выдвинуло на первый план проблему энергетической безопасности страны и регионов [14, 15], казалось бы, немыслимую для крупнейшего экспортёра топлива.

Вместе с тем в новых экономических условиях потребовалось существенно обогатить методическую базу [21—23] и инструментарий — модельно-информационный комплекс для разработки обоснований документов стратегического планирования развития ТЭК и входящих в него систем [24—26]. Если прежде их задачей была оптимизация развития производственных мощностей и связей энер-

гетики, то ныне к этому добавилась необходимость оптимизировать финансовые потоки и организационные структуры топливно-энергетических отраслей и крупных компаний. Только с использованием такого инструментария можно обоснованно решать задачи формирования эффективных энергетических рынков и правильно оценивать варианты реформирования естественных монополий, прежде всего в электроэнергетике и газовой отрасли [32, 35, 36].

При переходе к рыночным отношениям по-новому ставилась проблема критериев оптимальности принимаемых решений. Критерий экономической (народнохозяйственной) эффективности, принятый в СССР, правомочен и в рыночных условиях для решения таких общенациональных задач, как разработка Энергетической стратегии России или генеральных схем развития топливно-энергетических отраслей. Подавляющее же большинство практических задач решается по локальному критерию коммерческой эффективности. В принципе необходимо так настраивать параметры этого критерия, чтобы компаниям в разных сферах деятельности стали выгодны решения, оптимальные по общенациональному критерию экономической эффективности. Для этого при разработке документов стратегического планирования потребовалось определять такие нормы ценовой и налоговой политики в отраслях ТЭК, которые обеспечивали бы максимальные темпы роста валового внутреннего продукта (ВВП) страны.

После трансформаций в начале 90-х годов прошлого века Россия систематически наращивала экспорт топлива и к настоящему времени удвоила его размеры, удерживая мировое первенство и продавая больше топлива, чем расходует на внутренние нужды. В этой ситуации странной выглядело отсутствие в стране регулярных работ по прогнозированию развития мировых энергетических рынков. Создание соответствующей методологии, информационной базы и модельного инструментария [25—27] позволило организовать регулярную разработку собственных мировых энергетических прогнозов [43—48], что в принципе позволяет снижать внешние риски развития энергетики и экономики страны.

В январе 1992 г. автор с акад. Ю. Н. Руденко подготовили письмо от президента РАН на имя президента Российской Федерации о необходимости организации работ по нормативным прогнозам развития энергетики России в рыночных условиях. Ответом было поручение ИНЭИ РАН разработать Концепцию новой энергетической политики России [28]. Это дало старт регулярной подготовке документов стратегического планирования ТЭК [29—41], состав и содержание которых были окончательно утверждены в 2014 г. федеральным законом*.

* Федеральный закон РФ № 172-ФЗ «О государственном стратегическом планировании в Российской Федерации» // Российская газета. 2014. 28 июня.

Методология и инструменты системных исследований энергетики регулярно использовались для разработки сценариев ее развития и давали приемлемые результаты. Так, сделанные в 1995—1996 гг. для Энергетической стратегии России на период до 2010 года [29, 30] прогнозы ключевых параметров развития ТЭК на 82 % соответствовали их фактическим значениям или превышали эти значения (табл. 1.2) и лишь на 18 % не были достигнуты.

Менее удачной оказалась подготовленная в 2003—2004 гг. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года [33] [80%-ная успешная реализация прогнозов с учётом сегодняшнего видения параметров ТЭК в 2020 г. (табл. 1.3)] ввиду замедления роста внутреннего потребления энергии из-за усиливающегося отставания фактического развития экономики (динамики валового внутреннего продукта) от былых прогнозов Министерства экономического развития РФ (рис. 1.1). Это же стало причиной быстрой потери актуальности прогнозов энергопотребления по принятой в 2009 г. Энергетической стратегии России на период до 2030 года [39], хотя её оценки производства основных видов топлива подтверждены в благоприятном сценарии проекта Энергетической стратегии России на период до 2035 года [42] главным образом за счёт больших амбиций в отношении роста экспорта топлива (рис. 1.2).

Переход России к рыночной экономике, кроме усложнения (по сравнению с плановой) условий хозяйствования, существенно трансформировал действие основных *факторов роста эффективности* в энергетике. В XX в. в мире доминировали процессы концентрации, централизации, комбинирования и специализации *составляющих хозяйственной деятельности*, основными из которых являются средства производства (помещения, оборудование и персонал), финансы (операционные расходы и инвестиции) и система управления. Для плановой экономики характерно сильное влияние концентрации и централизации всех составляющих хозяйствования, а также специализации средств производства при умеренном их комбинировании и слабом проявлении этих факторов в инвестициях и управлении (табл. 1.4). Именно доминирование концентрации и централизации основных составляющих хозяйственной деятельности и было главной предпосылкой формирования в СССР из больших систем энергетики Единой общеэнергетической системы страны и единых систем электро-, газо-, нефте- и углеснабжения.

При переходе к рыночной экономике роль указанных факторов роста эффективности существенно ослабла, прежде всего из-за фрагментации экономики в результате приватизации государственной собственности. В средствах производства интенсивность факторов концентрации, специализации производства энергии и централизации энергоснабжения снизилась в России с сильной до умеренной,

Таблица 1.2. Реализация Энергетической стратегии России на период до 2010 года (ЭС-10)

Показатель	1995 г.	1997 г.		2000 г.		2005 г.		2010 г.	
		ЭС-10	Факти- ческое значение	ЭС-10	Факти- ческое значение	ЭС-10	Факти- ческое значение	ЭС-10	Факти- ческое значение
ВВП, % (по отношению к 1990 г.)	62	57—60	63,8**	65—83	71,9*	87—105	96,8*	100—122	115*
Потребление:									
энергоресурсов, млн т у.т.	931	935—955	893**	940—995	904**	1010—1080	947**	1060—1165	990**
электроэнергии, ТВт · ч	841	815—833	813*	845—890	864*	970—1025	941**	1100—1210	1021**
Экспорт энергоресурсов, млн т у.т.	501	433—490	498**	438—510	549**	452—570	867**	555—630	893**
В том числе:									
нефти, нефтепродуктов, млн т у.т.	245	187—204	247**	163—209	297**	163—215	509**	158—223	386**
природного газа, млрд м ³	227	227—261	228*	254—273	223****	267—324	293*	271—366	223****
Производство энергоресурсов, млн. т у.т.	1388	1370—1445	1362	1395—1505	1416*	1470—1650	1733**	1525—1795	1822**
В том числе:									
нефти, млн т у.т.	307	275—292	306**	260—305	324**	260—320	470**	260—350	505**
газа, млрд м ³	596	630—655	571	670—690	584***	728—785	641***	765—850	649***
угля, млн т у.т.	263	245—268	244	250—280	258*	270—310	299*	300—350	323*

Показатель	1995 г.		1997 г.		2000 г.		2005 г.		2010 г.	
	ЭС-10	Фактическое значение	ЭС-10	Фактическое значение	ЭС-10	Фактическое значение	ЭС-10	Фактическое значение	ЭС-10	Фактическое значение
Производство электроэнергии, ТВт · ч	835—855	834*	875—925	878*	1000—1060	953**	1120—1230	1038**		
Частота хороших/лучших результатов	—	8/11	9/11		10/11		9/11	Итого 82 %		

* Данные, соответствующие ЭС.

** Улучшенные значения по сравнению с данными ЭС.

*** Ухудшенные значения по сравнению с данными ЭС.

Примечание. Источник: Новая энергетическая политика России. М., 1995 (см. рис. 1, табл. 5.10, 6.14, 7.11).

Таблица 1.3. Реализация Энергетической стратегии России на период до 2020 года (ЭС-20)

Показатель	2005 г.		2010 г.		2015 г.		2020 г.	
	ЭС-20	Фактическое значение	ЭС-20	Фактическое значение	ЭС-20	Фактическое значение	ЭС-20	Проект ЭС-35
ВВП, % (по отношению к 2000 г.)	118—127	135**	146—173	165*	190—242	170***	224—334	181—183***
Потребление: энергоресурсов, млн т у. т.	931—976	943*	972—1097	982*	1020—1181	964***	1060—1267	988—1002***
электроэнергии, ТВт · ч	912—915	941**	995—1035	1021*	1085—1155	1051***	1185—1290	1096—1104***
Экспорт энергоресурсов, млн т у. т.	603—711	869**	585—838	890**	550—873	961**	545—897	999—1065**

В том числе:												
нефти, млн т у.т.	182—241	254 ^{**}	183—277	248 [*]	154—296	245 [*]	153—308	288—290 [*]				
природного газа, млрд м ³	188—197	254 ^{**}	206—265	223 [*]	219—277	200 ^{***}	221—281	228—252 [*]				
Производство энергоресурсов, млн т у.т.	1503—1656	1738 ^{**}	1457—1822	1822 [*]	1463—1928	1873 [*]	1486—2031	1959—2043 ^{**}				
В том числе:												
нефти и конденсата, млн т	373—447	470 ^{**}	358—489	505 ^{**}	325—506	533 ^{**}	315—520	548—555 ^{**}				
природного газа, млрд м ³	588—615	641 ^{**}	558—665	651 [*]	587—705	633 [*]	610—730	670—702 [*]				
угля, млн т у.т.	260—280	299 ^{**}	270—330	323 [*]	290—360	372 ^{**}	300—430	377—425 [*]				
Производство электроэнергии, ТВт · ч	902—937	953 ^{**}	940—1070	1038 [*]	1000—1205	1064 [*]	1070—1365	1106—1116 [*]				
В том числе, ТВт · ч:												
гидроэлектростанциями	179—183	175 ^{***}	182—190	169 ^{***}	186—200	170 ^{***}	190—215	193—199 [*]				
атомными электро- станциями	151—160	149 ^{***}	160—192	170 [*]	180—240	195 [*]	195—300	221 [*]				
тепловыми электро- станциями	572—594	629 ^{**}	598—688	699 ^{**}	634—765	689 [*]	685—850	687—690 [*]				
Частота хороших/лучших результатов	12/14		3/14		9/14			11/14 Итого 80 %				

Примечание. Обозначения те же, что и в табл. 1.2. Источник: Энергетика России. Стратегия развития 2000—2020. М.: Минэнерго России, 2003.

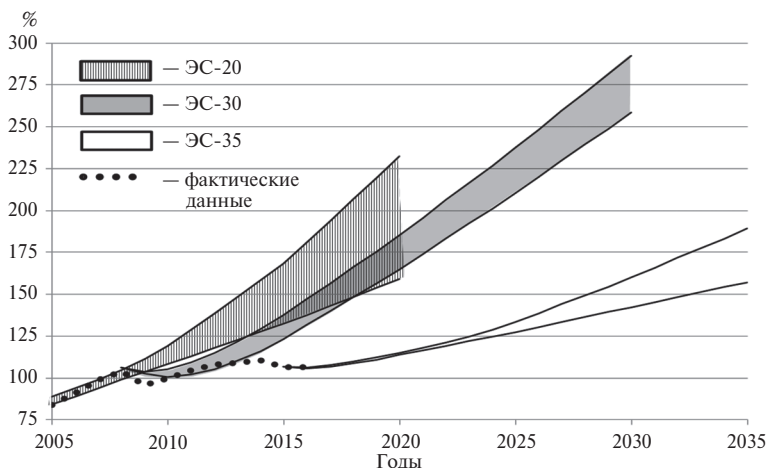


Рис. 1.1. Прогнозы динамики валового внутреннего продукта в версиях Энергетической стратегии России на периоды до 2020 (ЭС-20), 2030 (ЭС-30) и 2035 (ЭС-35) годов

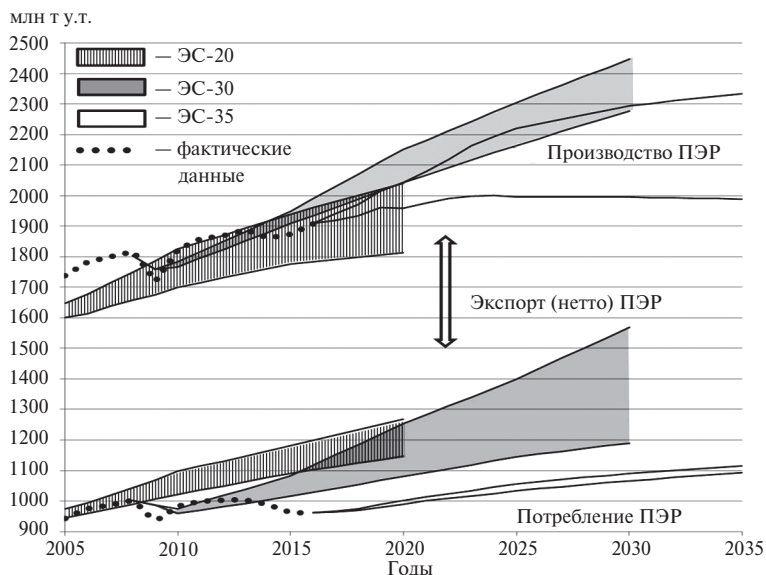
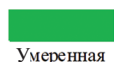


Рис. 1.2. Динамика производства, внутреннего потребления и экспорта (разность) первичных энергоресурсов в версиях Энергетической стратегии России на периоды до 2020 (ЭС-20), 2030 (ЭС-30) и 2035 (ЭС-35) годов

Таблица 1.4. Предпосылки формирования больших систем энергетики в СССР и России

Показатель		СССР			Россия		
		Основные составляющие хозяйственной деятельности					
		Средства производства	Финансы	Система управления	Средства производства	Финансы	Система управления
Фактор роста эффективности	Концентрация	Сильная	Сильная	Сильная	Умеренная	Умеренная	Слабая
	Централизация	Сильная	Сильная	Сильная	Слабая	Слабая	Слабая
	Комбинирование	Умеренная	Слабая	Слабая	Слабая	Умеренная	Слабая
	Специализация	Сильная	Слабая	Слабая	Умеренная	Слабая	Слабая

Интенсивность фактора:



а фактора комбинирования производства — с умеренной до слабой. Характерная для СССР сильная концентрация финансов сменилась умеренной, а сильная их централизация — слабой, но интенсивность комбинирования финансов повысилась в России со слабой до умеренной. В системах управления интенсивность всех факторов роста эффективности снизилась с умеренной до слабой (табл. 1.4). Всё это существенно ослабило целостность больших систем энергетики, во многом «выхолостив» категорию Единых систем страны и раздробив центры управления системами энергетики.

В том же направлении действуют технологический прогресс в производстве энергии и интеллектуализация управления энергетическими объектами и системами. Их проявления существенно различаются по видам систем, но с 90-х годов XX в. в целом ведут к ослаблению роли прежних факторов роста эффективности. Дело в том, что на базе современных технологий производства многих средств преобразования энергии и переработки топлива в наиболее массовых энергетических процессахкратно сократились различия в стоимости единицы мощности, вырабатываемой крупными и малыми однотипными установками, без заметного уменьшения их энергетической эффективности. С учётом сокращения затрат на транспортировку энергии и на авансирование капитала в период строительства это даёт преимущества для оборудования средней и малой мощности у потребителей (или поблизости), уменьшая стоимость производства и особенно распределения энергии при росте надёжности энергоснабжения. Тем самым резко снижаются наиболее значимые эффекты — от концентрации производства энергии и централизации энергоснабжения. В том же направлении формирования

Таблица 1.5. Оценка факторов эффективности отраслевых БСЭ в СССР и России

Показатель		СССР				Россия			
		Системы энергетики (средства производства)							
		ЕЭЭС	ЕСГ	ЕСНС	СУС	ЕЭЭС	ЕСГ	СНС	УП
Фактор эффективности	Концентрация производства	Сильная	Сильная	Сильная	Сильная	Умеренная	Сильная	Умеренная	Умеренная
	Централизация энергообеспечения	Сильная	Сильная	Сильная	Умеренная	Умеренная	Умеренная	Умеренная	Слабая
	Комбинирование производства	Сильная	Слабая	Сильная	Слабая	Слабая	Слабая	Умеренная	Слабая
	Специализация распределения	Сильная	Сильная	Слабая	Слабая	Сильная	Сильная	Умеренная	Слабая

Интенсивность фактора:



Сильная



Умеренная



Слабая

Примечание: ЕЭЭС — Единая электроэнергетическая система; ЕСГ — Единая система газоснабжения; ЕСНС — Единая система нефтеснабжения; СНС — системы нефтеснабжения; СУС — системы углеснабжения; УП — угольная промышленность.

так называемой распределённой энергетики действует резко усилившаяся интеллектуализация всех составляющих хозяйственной деятельности.

Как показано в табл. 1.5, в СССР развитие Единой электроэнергетической системы шло при сильном действии всех четырёх факторов роста эффективности, что в современной России сохранилось лишь для специализации распределения энергии при умеренной интенсивности факторов концентрации производства и централизации энергообеспечения и ослаблении комбинирования производства. В топливных отраслях лишь в газоснабжении ещё удаётся сохранять Единую систему на уровне страны и сильную специализацию доставки газа потребителям, но создаваемые ныне производства сжиженного природного газа со временем ослабят и эти факторы. Системы же нефти и особенно углеснабжения уже потеряли главные свойства БСЭ.

Вместе с тем наблюдаемое в России ослабление целостности БСЭ не является универсальным процессом. Сегодня в ряде районов мира (например, в Европе и особенно в Китае, где прежде энергетические системы были фрагментированы или даже отсутствовали) идёт интенсивное усиление фактора централизации энергоснабжения (а в Китае и концентрации производства энергии) с формированием больших систем в электроэнергетике и газоснабжении. Но так как эти процессы совмещены с рыночными хозяйственными отношениями, то даже при высокой интеллектуализации управления они

наверяд ли позволят достигнуть уровня целостности Единой системы энергоснабжения СССР.

С учётом изложенного нормативное прогнозирование (планирование) развития энергетики в рамках оптимизации жёсткой иерархии БСЭ становится всё менее адекватным реальным условиям хозяйствования. Назревает необходимость организации этого процесса как поиска разумных компромиссов между далеко неравноправными участниками энергетических рынков, более крупные из которых к тому же пользуются административным ресурсом и/или аффилированы со смежными не только энергетическими системами (поставщиками топлива и оборудования или потребителями энергии). Дополнительную проблему в рыночных условиях создаёт жёсткая конкуренция всех участников с сознательным искажением информации о своих намерениях и условиях хозяйствования.

Надежды на создание адекватных изменившейся ситуации инструментов стратегического планирования развития ТЭК связываются с использованием так называемых агентских моделей субъектов энергетики и алгоритмов их взаимодействия в соответствии с законодательством и регуляторными правилами страны. Работы в этом направлении ведутся, но системные исследования развития энергетики ещё не подняты на качественно новый уровень.

Список литературы

1. **Оптимизация** и управление в больших системах энергетики (труды симпозиума): в 3 т. / Отв. ред. Л.А. Мелентьев, Л.С. Беляев. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1970.
2. **Макаров А.А.** Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства / А.А. Макаров, Л.А. Мелентьев. Новосибирск: Наука, 1973.
3. **Фактор** неопределённости при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики: в 3 т. / Под ред. Л.С. Беляева, А.А. Макарова. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974.
4. **Мелентьев Л.А.** Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л.А. Мелентьев. М.: Высшая школа, 1982.
5. **Методы** и модели согласования иерархических решений / Под ред. А.А. Макарова. Новосибирск: Наука, 1979.
6. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике / Л.А. Мелентьев. М.: Наука, 1983.
7. **Системные** исследования: методологические проблемы. М.: Наука, 1982.
8. **Кононов Ю.Д.** Энергетика и экономика / Ю.Д. Кононов. М.: 1981.
9. **Теоретические** основы системных исследований в энергетике / Отв. ред. Л.С. Беляев, Ю.Н. Руденко. Новосибирск: Наука, 1986.
10. **Методы** исследования и управления системами энергетики / Отв. ред. А.П. Меренков, Ю.Н. Руденко. Новосибирск: Наука, 1987.

11. **Смирнов В.А.** Проблемы повышения гибкости в энергетике / В.А. Смирнов. М.: Наука, 1989.
12. **Инструментальные** средства для количественного исследования взаимосвязей энергетики и экономики / А.А. Макаров, Д.В. Шапот, А.М. Лукацкий, В.А. Малахов // Экономика и математические методы. 2002. Т. 38. № 1. С. 45—56.
13. **Методы** и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Ю.Д. Кононов и др. Новосибирск: Наука, 2009.
14. **Энергетическая** безопасность России: проблемы и пути решения / Отв. ред. Н.И. Воропай, М.Б. Чельцов. Новосибирск: Наука, 2011.
15. **Энергетическая** безопасность России / В.В. Бушуев и др. М.: Наука, 1998.
16. **Руководящие** указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию. Утверждены Госпланом СССР. М.: Наука, 1974.
17. **Методические** положения оптимизации развития топливно-энергетического комплекса. Утверждены Госпланом СССР. М.: Наука, 1975.
18. **Модели** развития энергетики и согласования их решений / Отв. ред. А.А. Макаров. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1984.
19. **Методические** материалы по определению и использованию приведенных и замыкающих затрат на топливо и энергию. М.: Госплан, ГКНТ, АН, 1987.
20. **Методические** рекомендации по технико-экономическому обоснованию проектных решений в энергетике при неоднозначности исходной информации. М.: АН СССР, 1987.
21. **Макаров А.А.** Методические рекомендации по разработке энергетической стратегии. Формирование Энергетической стратегии России / А.А. Макаров. М.: Папирус ПРО, 2001.
22. **Методические** основы разработки перспектив развития электроэнергетики / А.А. Макаров и др. М.: ИНЭИ, 2007.
23. **Методические** рекомендации по оценке состояния энергетической безопасности. Иркутск: ИСЭМ, 2010.
24. **Модельно-компьютерный** комплекс для разработки Энергетической стратегии и мониторинга хода её реализации // Энергетика России. Стратегия развития. М.: Минэнерго РФ, 2003. С. 677—750.
25. **SCANNER.** Модельно-информационный комплекс / Отв. ред. А.А. Макаров. М.: ИНЭИ, 2011.
26. **Макаров А.А.** Модельно-информационная система для исследования перспектив развития энергетики России (SCANNER) / А.А. Макаров // Управление развитием крупномасштабных систем. М.: Физматлит, 2012. С. 102—184.
27. **Долгосрочные** тенденции, организация и методология исследования // Эволюция мировых энергетических рынков и её последствия для России. М.: ИНЭИ, 2015. С. 17—119.
28. **Концепция** новой энергетической политики России. Проблемы энергетики. М.: МТЭА, 1992.
29. **Энергетическая** стратегия России. Основные положения. М.: ИНЭИ, 1995.
30. **Новая** энергетическая политика России / Под общей ред. Ю.К. Шафраника. М.: Энергоатомиздат, 1995.

31. **Стратегия** развития газовой промышленности России. М.: Энергоатомиздат, 1997.
32. **Макаров А.А.** Создание благоприятной среды для развития российской энергетики на рыночной основе / А.А. Макаров, Г.П. Кутовой, Н.Г. Шамраев // Теплоэнергетика. 1997. № 11.
33. **Формирование** Энергетической стратегии России на период до 2010 года. М.: Папирус ПРО, 2001.
34. **Макаров А.А.** Приоритеты энергетической стратегии России. Энергетика и геополитика / А.А. Макаров, В.Е. Фортов. М.: Наука, 2003.
35. **Обоснование** основных параметров конкурентного рынка газа / А.А. Макаров и др. // Газовый бизнес. 2006. № 3—4.
36. **Елисеева О.А.** Реформирование рынка газа России / О.А. Елисеева, А.А. Макаров // Перспективы энергетики. 2006. Т. 10. № 2.
37. **Экономика** и управление в современной электроэнергетике России. М.: НП «КОНЦ ЕЭС», 2009.
38. **Электроэнергетика** России в период до 2030 года. М.: ИНЭИ, 2007.
39. **Энергетика** России. Взгляд в будущее. М.: Энергия, 2010.
40. **Перспективы** развития атомных электростанций до середины XXI века. М.: ИНЭИ, 2010.
41. **Задачи** и методы разработки Программы модернизации электроэнергетики России до 2020 г. / Э.П. Волков, А.А. Макаров и др. // Известия РАН. Энергетика. 2013. № 1.
42. **Сценарии** Энергетической стратегии на период до 2035 года // Neftegaz.ru. 2014. № 1—2.
43. **Прогноз** развития энергетики мира и России до 2035 года. М.: ИНЭИ—РЭА МЭ РФ, 2012.
44. **Прогноз** развития энергетики мира и России до 2040 года. М.: ИНЭИ—АЦ при Правительстве РФ, 2013.
45. **Прогноз** развития энергетики мира и России до 2040 года. М.: ИНЭИ—АЦ при Правительстве РФ, 2014.
46. **Эволюция** мировых энергетических рынков и её последствия для России. М.: ИНЭИ, 2015.
47. **Прогноз** развития энергетики мира и России 2016 / Под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. М.: ИНЭИ—АЦ при Правительстве РФ, 2016.

1.2. РЕЗУЛЬТАТЫ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОБЛЕМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Н.И. Вороний, член-корреспондент РАН, профессор; В.А. Стенников, член-корреспондент РАН, профессор; Н.Н. Новицкий, доктор технических наук, профессор; С.И. Паламарчук, доктор технических наук, профессор; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Проблемы функционирования энергетических систем в системных исследованиях энергетики имеют исключительно важную роль в связи с основополагающими требованиями к энергетике обеспечивать энергоснабжение потребителей с высокой надежностью при необходимом уровне качества поставляемых энергоресурсов. Выполнение этих требований невозможно без эффективного управления системами энергетики, необходимость которого возникла сразу же после формирования первых таких систем. Начали создаваться центры управления режимами систем энергетики, потребовалась разработка методологии, моделей и методов управления. Была осознана неизбежность автоматизации управления системами энергетики. Именно поэтому среди главных направлений системных исследований в энергетике, сформулированных в [1—3], на первом месте стоит разработка концепции оптимального управления в энергетике и создание на этой основе комплекса автоматизированных систем управления для иерархии больших систем энергетики.

К середине 80-х годов XX в. создаётся Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) СССР, а на её основе — межгосударственное электроэнергетическое объединение «Мир», охватывающее восточно-европейские страны и Монголию. Формируются Единые системы газо- и нефтеснабжения СССР и стран Европы [3]. Была отработана технология Автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС СССР [4, 5]. Формировались теоретические основы управления системами теплоснабжения и другими трубопроводными системами (ТПС) на основе теории гидравлических цепей [6]. Разрабатывались идеология и методы оперативного управления топливоснабжением потребителей, и в качестве одной из ключевых задач рассматривались оценка и обеспечение надежности топливоснабжения путем определения рациональных структуры и объемов оперативных и долгосрочных запасов топлива [7]. При этом имело место полное совпадение технологической и организационной структур государственных электроэнергетических систем (ЭЭС) и ТПС с исключительным приоритетом централизованных принципов управления ими.

Наряду с публикацией обобщающих монографий [2, 3] определенными вехами этого периода явилось присуждение коллективу авторов в составе 12 человек во главе с Ю.Н. Руденко Государственной премии СССР в области науки и техники за разработку и реализацию Автоматизированной системы диспетчерского управления ЭЭС СССР, а также двух премий АН СССР им. Г.М. Кржижановского за книги [6, 8].

С начала 90-х годов XX в. структура собственности в энергетике и организационная структура систем энергетики изменились радикальным образом под влиянием рыночных принципов управления режимами и развитием ЭЭС и ТПС. В электроэнергетике произошли приватизация тепловой генерации [атомная генерация (полностью) и гидрогенерация (в определяющей мере) остались в государственной собственности] и сбыта электроэнергии, а также принципиальная реорганизация организационной структуры ЭЭС с выделением конкурирующих генерирующих и сбытовых компаний и монопольных электросетевых компаний (последние с преобладающей государственной собственностью на активы). В дополнение к комплексу задач технологического (диспетчерского и автоматического) управления ЭЭС России, которые решают Системный оператор (СО) и электросетевые компании, сформировался широкий класс новых задач коммерческого управления в рамках оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности. Следует заметить, что при сохранившейся в основном структуре задач технологического управления ЭЭС России постановки большинства этих задач существенно видоизменились под влиянием новых объективных факторов, о чём будет изложено далее.

Аналогичная реструктуризация произошла и в нефтяной отрасли с приватизацией нефтедобывающих (не всех) и нефтеперерабатывающих компаний и организацией государственной компании ПАО «Транснефть», являющейся оператором по управлению режимами сети магистральных нефтепроводов. В газовой отрасли контролируемое государством ПАО «Газпром» является фактически монопольным игроком по добыче и сбыту газа и оператором по управлению режимами сети магистральных и распределительных газопроводов, а наличие независимых газодобывающих компаний не привело к организации конкурентного рынка газа. В системах теплоснабжения имеет место разнообразие организационных структур при единстве технологических режимов. Организация рынков тепловой энергии находится в стадии разработки при активных исследованиях принципов их реализации.

Задачи технологического управления электроэнергетическими и трубопроводными системами идентичны и могут быть разделены на две группы:

- 1) планирование режимов;
- 2) оперативное и автоматическое управление режимами.

Временная диаграмма технологических задач планирования режимов ЭЭС и ТПС представлена на рис. 1.3 и включает в себя [9, 10]:

- долгосрочное планирование режимов на период от года до 5 лет (в некоторых специфических случаях, например, для ЭЭС, включающих в себя ГЭС с многолетним регулированием заполнения и сработки водохранилищ);

- среднесрочное планирование режимов на период до года;
- краткосрочное планирование режимов на предстоящие сутки.

Долгосрочное, среднесрочное и краткосрочное планирования режимов ЭЭС направлены на удовлетворение ключевых требований к системе, связанных с обеспечением высокого уровня надежности снабжения потребителей электроэнергией необходимого качества при экономической и устойчивой работе ЭЭС. С учетом этих требований решаются следующие основные задачи:

- оптимизация планируемых режимов ЭЭС по принятым экономическим критериям с учетом технических, технологических и режимных ограничений, определяемых надежностью и устойчивостью работы системы, качеством электроэнергии;
- оценка надежности ЭЭС на долгосрочном и краткосрочном интервалах времени с обоснованием мероприятий по обеспечению требуемой надежности системы;
- исследование устойчивости ЭЭС с выявлением «узких мест» с точки зрения устойчивости и выбором необходимых и достаточных противоаварийных мероприятий по ее обеспечению;
- анализ выполнения требований к качеству электроэнергии в части уровней напряжений в узлах схемы, синусоидальности токов и напряжений, их симметрии по фазам трехфазной системы, а также



Рис. 1.3. Временная диаграмма планирования режимов ЭЭС и ТПС

обоснование необходимых мероприятий по обеспечению качества электроэнергии;

- отдельная группа задач связана с планированием режимов распределительных электрических сетей (систем электроснабжения).

Аналогичные задачи решаются при планировании режимов ТПС с учетом специфики отдельных систем, а именно [10]:

а) краткосрочное (или среднесрочное) прогнозирование объемов потребления целевого продукта (воды, газа, тепловой энергии и др.) и состояния основного оборудования;

б) оптимизация загрузки основных сооружений (например, источников ресурса);

в) оптимизация режимов совместной работы сетей и сооружений ТПС;

г) поверочное моделирование, необходимое для анализа допустимости запланированных режимов либо реализуемости их во времени при отклонениях факторов внешней среды от принятых при планировании;

д) разработка графиков ведения возможных аварийных и послеаварийных режимов, приводящих к наиболее тяжелым последствиям.

Основная цель планирования нормальных («штатных») режимов ТПС — минимизация эксплуатационных затрат, связанных с реализацией и поддержанием этих режимов, с учетом всего множества технических и технологических ограничений. При разработке послеаварийных режимов целью является минимизация дефицита целевого продукта у потребителей с учетом их категоричности по надежности и допустимых норм по снижению обеспеченности.

Существенные изменения в структуре и постановке задач управления функционированием ЭЭС происходят за счёт формирования рыночной среды в электроэнергетике. За последнее десятилетие запущены в работу и модернизированы следующие формы рыночных отношений:

- краткосрочный рынок электроэнергии «на сутки вперед» (РСВ) с отбором ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час наступающих суток;

- оперативный балансирующий рынок для компенсации отклонений от заранее запланированного режима;

- текущий и долгосрочный рынки мощности, позволяющие избежать дефицита мощности в среднесрочной и долгосрочной перспективах;

- торговля электроэнергией по свободным двусторонним договорам (СДД) между поставщиками и потребителями на оптовом рынке;

- поставки электроэнергии населению и приравненным к нему потребителям по регулируемым договорам электроснабжения.

Планирование и обеспечение работы каждой из этих форм поставок электроэнергии (мощности) требуют решения сравнительно новых коммерческих задач. При этом должны рассматриваться новые критерии принятия решений, взаимосвязь участников рыночных отношений и свойства существующих рынков. Среди важных коммерческих задач можно выделить следующие:

- анализ проблем и поиск путей совершенствования отечественных рынков электроэнергии (мощности) [11, 12];
- формирование ценовых заявок участников РСВ с ориентированием на достижение наибольших выгод поставщиков и покупателей;
- подготовка информации о технико-экономических характеристиках генерирующего оборудования для планирования (прогнозирования) режимов работы ЭЭС [13, 14];
- планирование режимов работы ЭЭС с учетом несовершенной конкуренции на рынках и взаимной зависимости поставщиков [15, 16];
- планирование свободных двусторонних договоров на оптовом рынке и анализ целесообразности их коррекции и расторжения [17—19];
- поиск путей усиления конкуренции на розничных рынках электроэнергии [20];
- совершенствование методики регулирования тарифов за услуги по передаче электроэнергии по распределительным сетям [21].

Коммерческие задачи планирования режимов ЭЭС и управления ими представлены на рис. 1.4.

Особенностями рынков тепловой энергии (тепловых рынков) России являются их локальный характер, пространственная распределенность и высокая неоднородность. Количество рынков в России оценивается на уровне 50 тыс., в то время как в странах, близких по климату, их число не превышает 1000. Действующая модель теплового рынка не предусматривает конкуренцию, ориентирована на производителя и предполагает государственное регулирование. Эта модель не устраивает ни поставщиков, ни потребителей тепловой энергии. Ее изменения должны быть ориентированы на потребителя, рыночные принципы ценообразования, введение долгосрочных отношений, интеграцию с формируемыми на новых принципах розничными рынками электрической энергии и др. [22—24]. Появление независимых производителей тепловой энергии на тепловом рынке формирует конкурентные отношения, обеспечивая эффективное управление теплоснабжением потребителей [25—28]. Учитывая неоднородность тепловых рынков, их организационная форма должна максимально соответствовать существующим особенностям территорий и тенденциям их изменения [29]. В связи с этим предложенная для реализации в рамках Федерального закона от 29 июля 2017 г. № 279-ФЗ

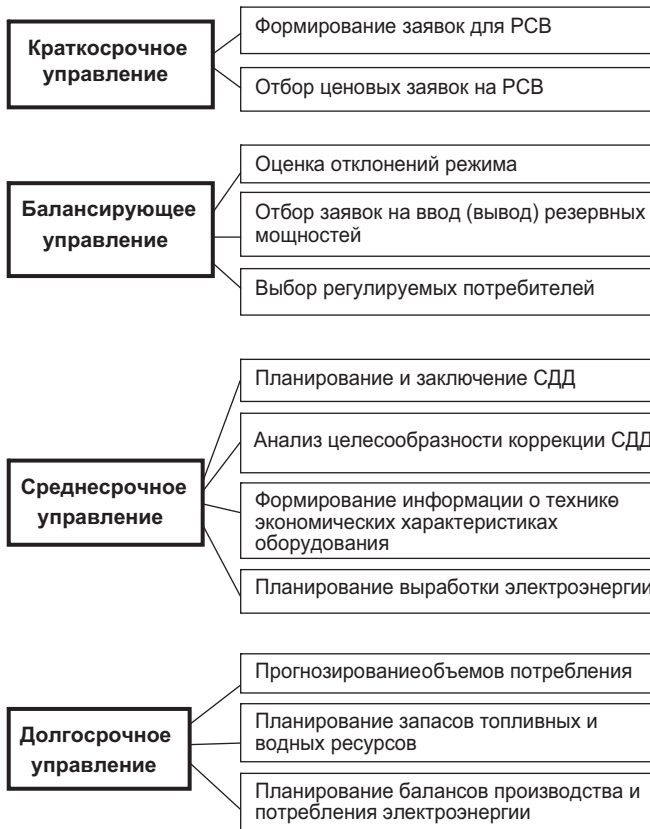


Рис. 1.4. Коммерческие задачи планирования режимов ЭЭС

«Целевая модель теплового рынка в виде «единая теплоснабжающая организация + альтернативная котельная» требует пересмотра [30, 31].

Временные диаграммы технологических задач оперативного и автоматического управления режимами идентичны для ЭЭС и ТПС. Такая диаграмма показана на рис. 1.5 [32].

Решение технологических задач оперативного и автоматического управления режимами ЭЭС и ТПС основывается на текущей информации о состоянии системы, получаемой путем измерений переменных состояния и их обработки для определения сбалансированного режима с помощью методов оценивания состояния системы. Для ТПС из-за физических особенностей процессов отложений в трубах наряду с оцениванием состояния важной задачей является идентификация параметров трубопроводной сети. Для ЭЭС изменение пара-

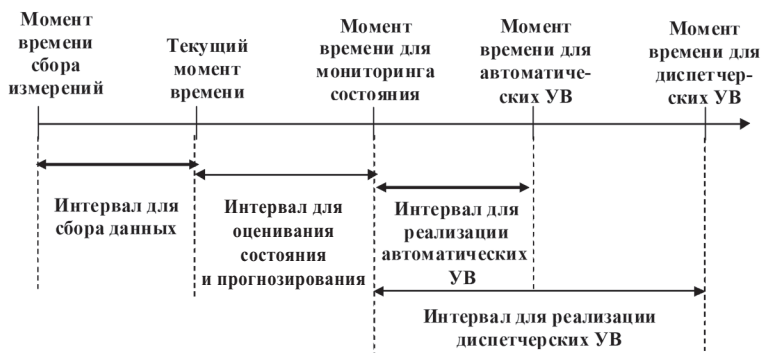


Рис. 1.5. Временная диаграмма работы системы мониторинга, прогнозирования и управления в ЭЭС и ТПС

метров проводов линии электропередачи (ЛЭП) имеет другую физическую природу и определяется их загрузкой, температурой наружного воздуха и другими факторами; соответствующие изменения параметров учитываются аналитически.

С учётом результатов оценивания состояния систем и идентификации их параметров решается группа задач прогнозирования состояния системы с разным упреждением по времени — минимальным для мониторинга текущего состояния, более длительным для выработки и реализации автоматических управляющих воздействий (УВ) и еще более продолжительным для выработки и реализации диспетчерских управляющих воздействий.

Оперативные диспетчерские и автоматические управляющие воздействия направлены на решение задач управления нормальными режимами ЭЭС и ТПС (путем отслеживания графика нагрузки системы при оптимальной загрузке источников и оптимальном потокораспределении в сети) и противоаварийного управления этими системами (путем определения и реализации необходимых противоаварийных управляющих воздействий, направленных на отвод режима от опасных границ его допустимой области для недопущения аварийной ситуации, а если она произошла — на ее локализацию и ликвидацию).

Система противоаварийного управления ЭЭС обеспечивает [33]:

- нормативные расчетные условия в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» и другими нормативными документами;
- управляющие воздействия диспетчерского и оперативного персонала;
- управляющие воздействия устройств регулирования непрерывного действия — автоматических регуляторов возбуждения и скоро-

сти синхронных машин, систем регулирования сетевых устройств, накопителей электроэнергии и т.п.;

- дискретные управляющие воздействия иерархической системы противоаварийной автоматики.

Подобные, но менее развитые системы противоаварийного управления характерны и для ТПС со спецификой в зависимости от природы конкретных систем. Так, основные сооружения ТПС, на которых осуществляется управление перекачкой рабочей среды, в обязательном порядке оснащаются противоаварийной автоматикой, препятствующей выходу основных параметров (давления, расхода, температуры) за технологически допустимые пределы. Особое внимание на ТПС, транспортирующих несжимаемую среду (воду, нефть, нефтепродукты и др.), уделяется системам защиты от гидроударов. Они представляют собой распределенный набор устройств, размещаемых в наиболее опасных для раздавливания местах как на сооружениях, так и в сетях.

Новые факторы, видоизменяющие постановки задач планирования технологических режимов ЭЭС России и управления ими, включают в себя составляющие, приведенные ниже.

- Происходят качественные изменения в структуре основной электрической сети, связанные с формированием концентрированных подсистем сложнзамкнутой конфигурации с относительно короткими ЛЭП высокими и сверхвысокими напряжениями, представляющих собой системы электроснабжения мегаполисов. Этот фактор привел к более существенному, чем ранее [34], проявлению свойства неоднородности структуры основной электрической сети и возникновению новой для ЭЭС России проблемы системной устойчивости по напряжению в дополнение к традиционной для энергообъединения устойчивости по углу, определяемой наличием длинных ЛЭП. Характерным примером проявления проблемы системной устойчивости по напряжению является московская системная авария 2005 г. Для предотвращения подобных системных аварий разработан новый подход предаварийного управления, дополняющий действующие в ЭЭС России подсистемы оперативного диспетчерского и автоматического противоаварийного управления режимами и реализованный в виде экспериментального компьютерного комплекса с использованием интеллектуальных технологий решающих деревьев и мульти-агентных систем [32].

- Наблюдается все большее распространение в ЭЭС источников распределенной генерации электроэнергии, подключаемых к узлам распределительной электрической сети и реализуемых с использованием высокоэффективных газотурбинных, парогазовых, газопоршневых и паротурбинных технологий, а также на основе возобновляе-

мых источников энергии. Этот фактор радикально изменяет свойства распределительной электрической сети, которая при наличии генерирующих источников становится подобной передающей электрической сети с аналогичными проблемами устойчивости, необходимости разработки системы противоаварийного управления, восстановления электроснабжения после аварий и т.п. Дополнительные проблемы с устойчивостью ЭЭС создают малые постоянные инерции роторов агрегатов распределенной генерации и упрощенные системы регулирования [35].

- Имеет место все более широкое применение частотного регулирования электропривода на основе силовой электроники, новых устройств подключения компьютерной, бытовой и офисной техники, светодиодного освещения, а также микрогазотурбинных генераторов, ветроагрегатов и накопителей электрической энергии через выпрямительно-инверторные блоки. Расширено использование электропередачи и вставок постоянного тока, устройств FACTS с применением силовой электроники. Все это существенно снижает инерционные свойства ЭЭС, их возможности самоадаптации к внутренним и внешним возмущениям вследствие уменьшения регулирующих эффектов нагрузки по напряжению и частоте и частотных характеристик традиционной генерации, которые поддерживают устойчивоспособность нынешних ЭЭС в заданных пределах изменения параметров режима системы. При выходе параметров режима за эти пределы для ввода их в допустимую область используются средства режимной и противоаварийной автоматики. Такое радикальное изменение свойств ЭЭС вследствие массового применения силовой электроники требует существенной модернизации и развития принципов и систем управления их режимами [35].

- Расширение применения идеологии интеллектуальной ЭЭС (Smart Grid), признанной во всем мире, в том числе и в России, в качестве инновационной технологической платформы будущих ЭЭС, основывается на необходимости придания системе свойств активности. В работе «Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью» [36] специально акцентируется внимание на этом аспекте. Активно-адаптивные свойства должны приобретать не только передающая, но и распределительная электрические сети. При этом свой вклад в проблему внесут активные потребители, управляющие собственным электропотреблением в реальном времени в зависимости от дифференциации стоимости электроэнергии в течение суток [37, 38]. Наличие указанных новых свойств ЭЭС предполагает реализацию нетрадиционных операций самовосстановления электрической сети путем ее автоматической реконфигурации в послеаварийных режимах и автоматичес-

кой ресинхронизации разделившихся подсистем в процессе восстановления системы после аварии [38, 39].

- В то же время наличие высокоэффективных систем регулирования устройств FACTS, накопителей электрической энергии, линий и вставок постоянного тока при массовом использовании этих элементов радикальным образом повысит управляемость ЭЭС, а следовательно, устойчивость и живучесть этих систем. Эти положительные свойства ЭЭС могут существенно нивелировать влияние перечисленных выше негативных факторов. Однако все это тем более потребует пересмотра и модернизации принципов и средств управления режимами изменившихся ЭЭС [35, 36].

- Приведенные принципиальные изменения свойств будущих ЭЭС, массовое использование новых элементов и технологий, а также наличие многих субъектов отношений, часто с противоречивыми интересами, требуют существенного развития и модернизации моделей и методов решения казалось бы традиционных технологических задач управления режимами, таких как оптимизация режимов [40], исследование и обеспечение надежности ЭЭС и электроснабжения потребителей [41, 42], качества поставляемой им электроэнергии [43], исследование устойчивости ЭЭС [44].

- С учётом изменения парадигмы функционирования и развития ЭЭС в сторону клиентоориентированных инфраструктурных систем меняется отношение потребителей к их участию в противоаварийном управлении в целях обеспечения живучести системы. Поскольку аварийное отключение потребителя противоаварийной автоматикой ведет к определенным его ущербам, потребитель должен получать некоторую компенсацию негативных последствий его участия в противоаварийных мероприятиях. В то же время аварийные отключения нагрузки должны переноситься на конкретные неотчетственные электроприемники в целях снижения упомянутых ущербов потребителей. С учетом этого требуется корректировка принципов противоаварийного управления ЭЭС и процедур их реализации [45, 46].

- Перспективным направлением повышения эффективности управления режимами ЭЭС является широкое использование современных информационных и компьютерных технологий. Важное место среди многих подходов в этой области занимают мультиагентные системы, методы машинного обучения, эвристические методы оптимизации и ряд других. Имеющийся опыт применения этих технологий для решения конкретных задач управления режимами ЭЭС подтверждает их эффективность [32, 47, 48].

- Исключительно важное значение для эффективного управления режимами ЭЭС имеет обеспечение качественной информацией при решении задач управления [49]. Современные средства векторных

измерений в дополнение к традиционным измерениям, новые информационно-коммуникационные системы для обработки, передачи и представления информации дают существенные возможности для повышения качества оценивания текущего состояния ЭЭС для целей его мониторинга и выработки управляющих воздействий, адекватных возникшей в системе неординарной ситуации и реализуемых устройствами управления на цифровой основе [50]. В то же время современные информационно-коммуникационные системы ЭЭС потенциально уязвимы по отношению к кибератакам, имеющим целью исказить текущую информацию о состоянии системы и вырабатываемые управляющие воздействия и вызвать тяжелую аварийную ситуацию, что требует повышения защищенности информационно-коммуникационной системы от возможных кибератак [51].

Новые факторы, требующие трансформации задач управления режимами ТПС, сводятся к следующим положениям.

- Переход на рыночные (контрактные) отношения приводит к возникновению новых, более сложных задач планирования и оперативного управления режимами работы ТПС, новых критериев их оптимальности и ограничения. Например, в ТПС газо- и нефтеснабжения это вызывает необходимость одновременного управления физическими и контрактными потоками, причем последние должны отражать связи (маршруты) между конкретными фирмами-поставщиками и фирмами-потребителями, так как они образуются в результате заявок (включая суточные) на углеводородное сырье заданного качества [52, 53]. Организационное расчленение технологически связанных ТПС требует разработки и применения новых методов согласования экономических интересов и технологических возможностей разных хозяйствующих субъектов между собой и с потребителями на уровне управления режимами. Такие задачи имеют место как для больших ТПС (магистральной транспортировки нефти и газа), так и для ТПС коммунального назначения (тепло-, водо-, газоснабжения и др.) [27].

- Отсутствие полномасштабных информационно-измерительных систем (ИИС) (в особенности для многоконтурных ТПС коммунального назначения) до настоящего времени являлось основным сдерживающим фактором разработки и внедрения передовых концепций управления, предполагающих наличие полномасштабной обратной связи (наличие наблюдаемости и идентифицируемости ТПС [54—56]). В связи с этим до настоящего времени доминирующее положение занимает простейшая концепция «управления по регламенту» (программное управление), в соответствии с которой решения по управлению принимаются по косвенным признакам, а последствия управления остаются частично или полностью ненаблюдаемыми.

Осознание проблем энерго- и ресурсосбережения в ТПС как одной из важнейших составляющих энергетической политики [57, 58] привело к массовому внедрению и применению систем коммерческого учета, новых телекоммуникационных технологий, формированию интегрированных ИИС. Эти процессы создают необходимые предпосылки для постановки и решения новых (ранее имевших ограниченное применение) задач и методов: слежения за режимами; идентификации параметров; диагностики состояния оборудования ТПС и др. — на основе обработки данных измерений [59—61].

- Наличие развитых ИИС создает необходимые предпосылки для преодоления ведомственной и организационной разобщенности ТПС путем создания единого информационного пространства [62, 63] как основы согласования решений по технологическому управлению и ценовой (тарифной) политике. Такое пространство, в свою очередь, предполагает [64, 65]: 1) создание единых корпоративных, межведомственных, территориальных (например, городских) ИИС; 2) интеграцию систем технологического и коммерческого учета; 3) информационную обеспеченность потребителей; 4) применение новых быстродействующих телекоммуникационных технологий сбора и обработки больших объемов информации. Создание единых ИИС не только позволит синхронизировать решения по управлению, но и значительно удешевит эти системы.

- Внедрение средств коммерческого учета с неизбежностью влечет за собой массовую установку средств автономного регулирования у потребителей, их нарастающее активное поведение, которое проявляется в динамическом изменении объемов и вида (в особенности в домохозяйствах) потребляемого ресурса: воды, тепловой энергии, газа и др. Этот новый фактор приводит к усилению степени переменности режимов работы ТПС, росту вероятности получения неprojektных и даже нештатных режимов, существенному усложнению процессов управления, необходимости учета неопределенности информации, применения вероятностных подходов [66—68] в процессах анализа и принятия решений по управлению.

- Появление нового (маневренного) управляющего оборудования: приборов частотного регулирования электропривода насосов; автоматических регуляторов (давления, расхода, температуры) и клапанов; блочных автоматизированных систем регулирования и защиты на насосных станциях, тепловых пунктах и других сооружениях ТПС вызывает необходимость развития моделей и методов анализа, оптимизации режимов [69—74], принятия решений по управлению, в том числе с учетом многоуровневого характера этих задач [75—77].

- Применение новых технических средств контроля и управления практически для всех типов ТПС осуществляется на фоне унаследо-

ванных проблем (общего старения оборудования, высокой аварийности, непроектных режимов работы и др.). Существующие нормы эксплуатации регламентируют проведение ремонтных работ в соответствии с нормативным сроком службы оборудования, что на фоне прогрессирующих тенденций его старения становится нереальным. В то же время фактический срок службы трубопроводов, насосов, запорно-регулирующей арматуры и других устройств в зависимости от конкретных условий его использования может отличаться от нормативного в несколько раз, причем как в большую, так и в меньшую сторону. В связи с этим возникают задачи [64, 78]: 1) полномасштабного перехода на практику планирования ремонтов по фактическому состоянию оборудования [79]; 2) широкого применения методов идентификации, технической диагностики и анализа повреждаемости [60—61, 79]; 3) оптимизации планов ремонтно-восстановительных работ и ремонтных режимов с учетом состояния оборудования, статистики повреждаемости и ущербов для потребителей.

- Перечисленные условия и факторы, а также общемировые тенденции инновационного преобразования систем энергетики определяют актуальность интеллектуализации ТПС [64, 78, 80] для перехода на передовую концепцию компромиссного адаптивного управления режимами в пространстве состояний. В общем основные задачи такой интеллектуализации связаны с обеспечением: 1) единого информационного пространства [62, 63] как основного системообразующего фактора, отвечающего за наблюдаемость процессов выработки, распределения и потребления для всех участников этих процессов; 2) системы динамического ценообразования, стимулирующей потребителей к изменению привычных графиков потребления; 3) высокого уровня управляемости системы [54, 78] как основного способа гармонизации требований потребителей и производителей. Реализация этих задач предполагает решение большого комплекса нормативно-правовых, технических, технологических, экономических, информационных и других проблем, включая пересмотр сложившейся практики проектирования, эксплуатации и диспетчерского управления ТПС. Так, существующая практика проектирования не предусматривает обеспечения высокой степени технологической управляемости ТПС, а требования и нормативы по управляемости ТПС вовсе отсутствуют. В лучшем случае применяются типовые схемы локальной автоматизации отдельных сооружений. Соответственно возникают следующие задачи [64, 78, 80, 81]: 1) разработка нормативов и стандартов управляемости и наблюдаемости ТПС; 2) обеспечение эксплуатационной эффективности проектируемых (реконструируемых) ТПС с ориентиром на новые концепции и технологии управления; 3) синтез управляющих и информационно-измерительных систем.

Изложенные трансформации ЭЭС и ТПС объективно вызывают необходимость рассмотрения проблем управления режимами интегрированных интеллектуальных энергетических систем, объединяющих системы электро-, тепло-, газо- и водоснабжения вследствие общности процессов производства и потребления, а также передачи и распределения энергоресурсов [82].

Список литературы

1. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике. — 2-е изд., перераб. и доп. / Л.А. Мелентьев. М.: Наука, 1983.
2. **Теоретические основы системных исследований в энергетике** / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев и др. Новосибирск: Наука, 1986.
3. **Методы исследования и управления системами энергетики** / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, Ю.Д. Кононов и др. Новосибирск: Наука, 1987.
4. **Автоматизация управления энергообъединениями** / В.В. Гончуков, Л.А. Крумм, Ю.Н. Руденко и др. М.: Энергия, 1979.
5. **Управление мощными энергообъединениями** / Н.И. Воропай, В.В. Ершевич, Я.Н. Лугинский и др. М.: Энергоатомиздат, 1984.
6. **Меренков А.П.** Теория гидравлических цепей / А.П. Меренков, В.Я. Хасилев. М.: Наука, 1985.
7. **Зоркальцев В.И.** Проблемы исследования и оптимизации процессов топливоснабжения / В.И. Зоркальцев, М.Б. Чельцов // Системы энергетики — тенденции развития и методы управления. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980. Т. 1. С. 80—90.
8. **Руденко Ю.Н.** Надежность систем энергетики / Ю.Н. Руденко, И.А. Ушаков. М.: Наука, 1986.
9. **Правила** оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: постановление правительства РФ от 06.05.2006. № 273 (с изменениями от 31.08.2006 № 530; от 16.02.2008 № 86; от 03.03.2010 № 117).
10. **Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях** / Н.И. Воропай, Н.Н. Новицкий, Е.В. Сеннова и др. Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 1995.
11. **Паламарчук С.И.** Что сдерживает эффективную работу рынков в электроэнергетике / С.И. Паламарчук // ЭКО. 2014. № 4. С.136—151.
12. **Palamarchuk S.** Status of Electric Power Sector Reform in Russia / S. Palamarchuk // Intern. Journal of Energy Economics and Policy. 2016, Vol. 6. No. 4. P. 663—671.
13. **Паламарчук С.И.** Формирование данных о технико-экономических характеристиках генерирующего оборудования для планирования режимов ЭЭС / С.И. Паламарчук // Известия РАН. Энергетика. 2015. № 3. С. 18—29.
14. **Palamarchuk S.** Strategic Behavior of Generation Companies in the Generation Scheduling Process / S. Palamarchuk // Proc. of the IEEE Intern. Conf. on Environment and Electrical Engineering. Rome. Italy. June. 2015. Pap. 75.
15. **Нечаев И.А.** Среднесрочное планирование выработки электроэнергии в условиях оптового рынка / И.А. Нечаев, С.И. Паламарчук // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 3. С. 8—21.

16. **Nechaev I.** Midterm Hydrothermal Generation Scheduling Using Nonlinear Dynamic Programming / I. Nechaev, S. Palamarchuk // Proc. of the IEEE PowerTech Conf. Grenoble. France. June. 2013. Pap. A54551N.
17. **Паламарчук С.И.** Компромиссное планирование двусторонних договоров на поставку электроэнергии / С.И. Паламарчук // Известия РАН. Энергетика. 2008. № 4. С. 24—38.
18. **Паламарчук С.И.** Планирование двусторонних договоров на поставку электроэнергии в условиях конкурентного оптового рынка / С.И. Паламарчук // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 2. С. 77—91.
19. **Palamarchuk S.I.** Compromise Scheduling of the Bilateral Contracts in the Electricity Market Environment / S.I. Palamarchuk // Handbook of Networks in Power Systems, I. Springer. 2012. P. 241—262.
20. **Паламарчук С.И.** О необходимости снижения ценового давления на конечных потребителей и улучшения взаимодействия участников региональных розничных рынков / С.И. Паламарчук // Промышленная энергетика. 2017. № 8. С. 2—6.
21. **Шевкопляс К.И.** Совершенствование методики назначения цен за услуги по передаче электроэнергии / К.И. Шевкопляс, С.И. Паламарчук // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2017. Т. 2. С. 438—442.
22. **Воропай Н.И.** Рынки электрической и тепловой энергии: проблемы, вызовы, тенденции / Н.И. Воропай, С.И. Паламарчук, В.А. Стенников // Материалы международной энергетической конференции Всероссийского открытого постоянно действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова) — 2017». М.: Анкил, 2017. С. 182—189.
23. **Пеньковский А.В.** Поиск равновесия на тепловую энергию в теплоснабжающих системах в условиях организационной модели «Единая теплоснабжающая организация» / А.В. Пеньковский // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием: в 2 т. / Под общей ред. В.В. Федчишина. Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2015. Т. 1. С. 336—340.
24. **Пеньковский А.В.** Моделирование теплоснабжающих систем в условиях «Единой теплоснабжающей организации» / А.В. Пеньковский, В.А. Стенников, О.В. Хамисов // Сб. статей Всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление», 1—3 сентября 2015 г. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 408—418.
25. **Стенников В.А.** Поиск равновесия Курно на рынке тепловой энергии в условиях конкурентного поведения источников тепла / В.А. Стенников, А.В. Пеньковский, О.В. Хамисов // Проблемы управления. 2017. № 1. С. 10—18.
26. **Penkovskii A.V.** Optimum Load Distribution between Heat Sources Based on the Cournot Model / A.V. Penkovskii, V.A. Stennikov, O.V. Khamisov // Thermal Engineering. 2015. Vol. 62. No. 8. P. 598—606.

27. **Пеньковский А.В.** Поиск равновесия спроса и предложения на конкурентном рынке тепловой энергии / А.В. Пеньковский, В.А. Стенников // Трубопроводные системы энергетики: Математическое моделирование и компьютерные технологии интеллектуализации / А.А. Атавин, Н.Н. Новицкий, М.Г. Сухарев и др. Новосибирск: Наука, 2017. С. 293—307.
28. **Search for a Market Equilibrium in the Oligopoly Heat Market** / A.V. Penkovskii, V.A. Stennikov, O.V. Khamisov et al. // *Energy Procedia*. 2017. Vol. 105. P. 3158—3163.
29. **Пеньковский А.В.** Методы оптимального распределения нагрузки между источниками тепла в задачах развития теплоснабжающих систем в условиях несовпадающих интересов: Автореф. дисс. ... канд. техн. наук. Иркутск, 2017.
30. **Стенников В.А.** О реформировании теплоснабжения России / В.А. Стенников // *Энергосбережение*. 2014. № 5. С. 63—66, № 6. С. 62—67.
31. **Стенников В.А.** «Альтернативная котельная» — путь в никуда для теплоснабжения / В.А. Стенников // *Новости теплоснабжения*. 2014. № 7. С. 10—16.
32. **Комплекс** интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в энергосистемах / Н.И. Воропай, В.Г. Курбацкий, Н.В. Томин и др. Новосибирск: Наука, 2016.
33. **Теоретические** основы, методы и модели управления большими электроэнергетическими системами / С.Н. Васильев, Н.И. Воропай, Д.Б. Гвоздев и др. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2015.
34. **Анализ** неоднородностей электроэнергетических систем / О.Н. Войтов, Н.И. Воропай, А.З. Гамм и др. Новосибирск: Наука, 1999.
35. **Воропай Н.И.** Направления развития релейной защиты и автоматики в электроэнергетических системах России / Н.И. Воропай // *Оперативное управление в электроэнергетике*. 2017. № 3. С. 8—18.
36. **Концепция** интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Р.Н. Бердников, В.В. Бушуев, Н.И. Воропай и др. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2012.
37. **Айзенберг Н.И.** Координация взаимодействия электроснабжающей организации и активных потребителей при оптимизации суточных графиков нагрузки / Н.И. Айзенберг, Н.И. Воропай, Е.В. Сташкевич // *Известия РАН. Энергетика*. 2016. № 3. С. 15—25.
38. **Учет** неопределенности информации о значениях нагрузок и генераций при суточной реконфигурации первичной распределительной сети / И.И. Голуб, О.Н. Войтов, Е.В. Болоев, Л.В. Семенова // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики*. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. Вып. 68: Исследование и обеспечение надежности систем энергетики. С. 401—413.
39. **Модель** режимной надежности «активных» распределительных электрических сетей / Н.И. Воропай, З.А. Стычински, И.Н. Шушпанов и др. // *Известия РАН. Энергетика*. 2013. № 6. С. 70—79.
40. **Voitov O.N.** Distributed Optimization of Interconnections / O.N. Voitov, L.A. Krumm, O.A. Sukhanov // *Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems*. Heidelberg. New York. Dordrecht. London: Springer, 2014. P. 215—237.

41. **Концепция** обеспечения надёжности в электроэнергетике / Отв. ред. Н.И. Воропай, Г. Ф. Ковалёв. М.: ООО ИД «Энергия», 2013.
42. **Ковалёв Г. Ф.** Надёжность систем электроэнергетики / Г.Ф.Ковалёв, Л.М. Лебедева. Новосибирск: Наука, 2015.
43. **Смирнов С.С.** Влияние коммутаций элементов сети на режим высших гармоник / С.С. Смирнов, Л.И. Коверникова // Промышленная энергетика. 2000. № 8. С. 45—48.
44. **Ушаков Е.И.** О моделях переходных процессов ЭЭС с учетом изменения частоты / Е.И. Ушаков // Известия РАН. Энергетика. 2008. № 3. С. 63—78.
45. **Воропай Н.И.** Анализ механизмов развития системных аварий в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай, Д.Н. Ефимов, В.И. Решетов // Электричество. 2008. № 10. С. 12—19.
46. **Адаптивные** алгоритмы автоматики распределенного отключения нагрузки / Н.И. Воропай, Д.Н. Ефимов, Б.Н. Каратаев и др. // Электрические станции. 2016. № 11. С. 31—37.
47. **О нейросетевом** подходе к прогнозированию нестационарных временных рядов на основе преобразования Гильберта—Хуанга / В.Г. Курбацкий, Д.Н. Сидоров, В.А. Спиряев, Н.В. Томин // Автоматика и телемеханика. 2011. № 7. С. 58—68.
48. **Прогнозирование** нестационарных временных рядов на основе преобразования Гильберта—Хуанга и машинного обучения / В.Г. Курбацкий, Д.Н. Сидоров, В.А. Спиряев, Н.В. Томин // Автоматика и телемеханика. 2014. № 5. С. 143—158.
49. **Гамм А.З.** Наблюдаемость электроэнергетических систем / А.З. Гамм, И.И. Голуб. М.: Наука, 1991.
50. **Гамм А.З.** Обнаружение плохих данных в телеизмерениях в электроэнергетических системах / А.З. Гамм, И.Н. Колосок. Новосибирск: Наука, 2000.
51. **Колосок И.Н.** Задача достоверизации измерений при оценивании состояния интеллектуальных электроэнергетических систем как средство повышения кибербезопасности системы SCADA / И.Н. Колосок, Л.А. Гурина // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. Вып. 64. С. 222—231.
52. **Сухарев М.Г.** Диспетчерское управление контрактными поставками газа: методическое и алгоритмическое обеспечение / М.Г. Сухарев, С.В. Комиссаров // Известия РАН. Энергетика. 2006. № 6. С. 20—29.
53. **Ставровский Е.Р.** Планирование потоков нефти и нормирование параметров ее качества при формировании нормальных грузопотоков / Е.Р. Ставровский, Д.Ю. Кузнецова // Трубопроводные системы энергетики: методы математического моделирования и оптимизации / Под ред. Н.Н. Новицкого. Новосибирск: Наука, 2007. С. 188—200.
54. **Новицкий Н.Н.** Проблематика идентифицируемости и управляемости трубопроводных систем: структуризация задач и возможные подходы к их решению. Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем / Н.Н. Новицкий // Трубопроводные системы энергетики: методические и прикладные проблемы математического моделирования / Н.Н. Новицкий, М.Г. Сухарев, А.Д. Тевяшев; под. ред. Н.Н. Новицкого и А.Д. Тевяшева. Новосибирск: Наука, 2015. С. 159—183.

55. **Новицкий Н.Н.** Идентифицируемость трубопроводных систем / Н.Н. Новицкий // Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ—ИСЭМ / Под общей ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука, 2010. С. 279—291.
56. **Новицкий Н.Н.** Методы анализа и обеспечения идентифицируемости трубопроводных систем / Н.Н. Новицкий, О.А. Гребнева // Трубопроводные системы энергетики: модели, приложения, информационные технологии / А.А. Атавин, А.М. Карасевич, М.Г. Сухарев и др. М.: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. С. 90—105.
57. **Концепция** Энергетической стратегии России на период до 2030 г. // Приложение к журналу «Энергетическая политика». М.: ГУ ИЭС, 2007.
58. **Об энергосбережении** и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации // Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ.
59. **Новицкий Н.Н.** Оценивание параметров гидравлических цепей / Н.Н. Новицкий. Новосибирск: Наука, 1998.
60. **Новицкий Н.Н.** Элементы теории и методов сетевой идентификации трубопроводных систем / Н.Н. Новицкий // Известия РАН. Энергетика. 2000. № 6. С. 87—97.
61. **Новицкий Н.Н.** Идентификация трубопроводных систем / Н.Н. Новицкий // Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ—ИСЭМ / Под общей ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука, 2010. С. 314—324.
62. **Алексеев А.В.** Компьютерная технология «АНГАРА» для интеграции информационного и вычислительного пространства при моделировании трубопроводных систем / А.В. Алексеев, Н.Н. Новицкий // Научный вестник НГТУ. 2017. № 2. С. 26—41.
63. **Алексеев А.В.** Концепция единого информационного пространства предприятия и ее апробация в МУП «Водоканал» г. Иркутска / А.В. Алексеев, Н.Н. Новицкий, С.Ю. Обуздин // Водоснабжение и санитарная техника. 2017. № 11. С. 54—64.
64. **Новицкий Н.Н.** Интеллектуальные трубопроводные системы: аргументы, содержание, перспективы / Н.Н. Новицкий // Коммунальное хозяйство городов. Сер. Технические науки и архитектура. Харьков: ХНАМ, 2011. Вып. 101. С. 456—464.
65. **Новицкий Н.Н.** Состояние и перспективы развития принципов и систем технологического управления трубопроводными системами энергетики / Н.Н. Новицкий // Энергетика XXI века: системы энергетики и управление ими / Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2004. С. 274—282.
66. **Новицкий Н.Н.** Задачи и методы вероятностного моделирования гидравлических режимов трубопроводных систем / Н.Н. Новицкий, О.В. Вантеева // Научно-технические ведомости СПбГТУ. 2008. № 1. С. 68—75.
67. **Новицкий Н.Н.** Моделирование стохастики потокораспределения в гидравлических цепях / Н.Н. Новицкий, О.В. Вантеева // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 2. С. 122—131.

68. **Новицкий Н.Н.** Вероятностное моделирование гидравлических режимов трубопроводных сетей древовидной структуры топологическим методом / Н.Н. Новицкий, О.В. Вантеева // Известия РАН. Энергетика. 2017. № 6. С. 12—23.
69. **Новицкий Н.Н.** Анализ и оптимизация установившихся режимов трубопроводных и гидравлических систем / Н.Н. Новицкий // Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ—ИСЭМ / Под общей ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука, 2010. С. 335—346.
70. **Новицкий Н.Н.** Расчет допустимых режимов работы трубопроводных сетей методом внутренних точек / Н.Н. Новицкий, И.И. Дикин // Известия РАН. Энергетика. 2003. № 5. С.104—115.
71. **Новицкий Н.Н.** Расчет технологически допустимых гидравлических режимов трубопроводных сетей / Н.Н. Новицкий, А.В. Алексеев, С.П. Елифанов // Известия РАН. Энергетика. 2006. № 6. С.125—135.
72. **Новицкий Н.Н.** Математические модели и алгоритмы оптимизации режимов тепловых сетей / Н.Н. Новицкий, А.В. Луценко // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. Вып. 64. С. 396—404.
73. **Novitsky N.N.** Discrete-continuous optimization of heat network operating conditions in parallel operation of similar pumps at pumping stations / N.N. Novitsky, A.V. Lutsenko // Journal of Global Optimization. Springer, 2016. Vol. 66. No. 1. P. 83—94.
74. **Луценко А.В.** Исследование задач и методов многокритериальной оптимизации гидравлических режимов распределительных тепловых сетей / А.В. Луценко, Н.Н. Новицкий // Научный вестник НГТУ. 2016. № 3(64). С. 131—145.
75. **Многоуровневое** моделирование режимов больших теплоснабжающих систем методами теории гидравлических цепей / А.В. Алексеев, Н.Н. Новицкий, В.В. Токарев, З.И. Шалагинова // Трубопроводные системы энергетики: развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации. Новосибирск: Наука, 2008. С. 211—228.
76. **Иерархическое** моделирование тепловых сетей в задачах эксплуатации и диспетчерского управления / Н.Н. Новицкий, В.В. Токарев, З.И. Шалагинова и др. // Тр. XII Байкальской всероссийской конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007. Ч. 1. С. 110—121.
77. **Технология** разработки эксплуатационных режимов крупных систем теплоснабжения на базе методов многоуровневого теплогидравлического моделирования / Н.Н. Новицкий, З.И. Шалагинова, В.В. Токарев, О.А. Гребнева // Известия РАН. Энергетика. 2018. № 1. С. 125—135.
78. **Новицкий Н.Н.** Методические проблемы интеллектуализации трубопроводных систем и направления развития теории гидравлических цепей для их решения / Н.Н. Новицкий // Трубопроводные системы энергетики: математические и компьютерные технологии интеллектуализации / А.А. Атавин, Н.Н. Новицкий, М.Г. Сухарев и др.; под ред. Н.Н. Новицкого. Новосибирск: Наука, 2017. С. 167—183.

79. **Кирюхин С.Н.** Методика и алгоритм расчета сетевой составляющей в показателях надежности теплоснабжения потребителей при разработке схем теплоснабжения населенных пунктов / С.Н. Кирюхин, Е.В. Сеннова // Трубопроводные системы энергетики: математические и компьютерные технологии интеллектуализации / А.А. Атавин, Н.Н. Новицкий, М.Г. Сухарев и др.; под ред. Н.Н. Новицкого. Новосибирск: Наука, 2017. С. 270—287.
80. **Новицкий Н.Н.** Интеллектуальные трубопроводные системы как новый объект приложения теории гидравлических цепей / Н.Н. Новицкий // Сб. статей Всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление», 1—3 сентября 2015 г. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. С.378—389.
81. **Новицкий Н.Н.** Развитие методов теории гидравлических цепей для анализа и синтеза свойств трубопроводных систем как объектов управления / Н.Н. Новицкий // Трубопроводные системы энергетики: развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации / Н.Н. Новицкий, М.Г. Сухарев, А.Д. Тевяшев и др. Новосибирск: Наука, 2010. С. 58—73.
82. **Воропай Н.И.** Интегрированные интеллектуальные энергетические системы / Н.И. Воропай, В.А. Стенников // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 1. С. 64—78.

1.3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ОБОСНОВАНИИ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА И СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ В РАБОТАХ ИСЭМ СО РАН

Н.И. Воронай, член-корреспондент РАН, профессор; А.М. Клер, доктор технических наук, профессор; Ю.Д. Кононов, доктор экономических наук, профессор; Б.Г. Санеев, доктор технических наук, профессор; С.М. Сендеров, доктор технических наук; В.А. Стенников, член-корреспондент РАН, профессор; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

В перспективе роль энергетики, топливно-энергетического комплекса (ТЭК), энергетических систем (электро-, тепло-, газо-, нефте-, нефтепродукто-, углеснабжения) будет возрастать и во многом определять эффективность реализации инновационного развития и преобразования экономики страны и социальной сферы. Новая парадигма энергоснабжения направлена на обеспечение качественного соответствия потребительских услуг в энергоснабжении существенно возросшим и трансформирующимся требованиям потребителей (уровень комфорта, технологические инновации в производственной сфере и в быту, увеличение разнообразия и мощности приемников энергии, радикальное изменение их свойств и др.). Она принципиально отличается от ранее действовавших целевых установок, которые в большей мере были ориентированы на удовлетворение баланса спроса и предложения. Энергетические системы все в большей степени будут становиться инфраструктурными системами, которые должны обеспечивать потребителей энергией и энергетическими услугами в требуемом месте и в требуемое время, с необходимыми качеством энергии и надежностью энергоснабжения, по доступной цене. Достижению этих целей будет способствовать реализация концепции интеллектуальной энергетической системы (Smart Grid), рассматриваемая во всех странах, в том числе и в России, в качестве инновационной технологической платформы энергетики будущего [14, 17, 75, 90, 91, 93, 127].

Топливо-энергетический комплекс как объединение различных энергетических секторов на технико-экономическом уровне и интегрированные энергетические системы на технологическом уровне представляют собой сложную многопродуктовую суперсистему с высокой размерностью ее описания и многочисленными внутренними и внешними связями со всеми другими секторами экономики, социальной сферы и с внешней средой. Прогнозирование развития такой сложной суперсистемы при необходимой детальности представления ее иерархической структуры, характеристик ее объектов и связей между ними, внешних связей энергетики с использованием един-

ственной комплексной модели при учете многих противоречивых критериев и неопределенности условий развития на перспективу не представляется практически возможным. Реальным выходом из этой ситуации является иерархический подход к построению методического и информационного обеспечения для решения комплексных задач прогнозирования развития энергетики [11, 30, 72, 75, 83, 90, 101, 109, 127].

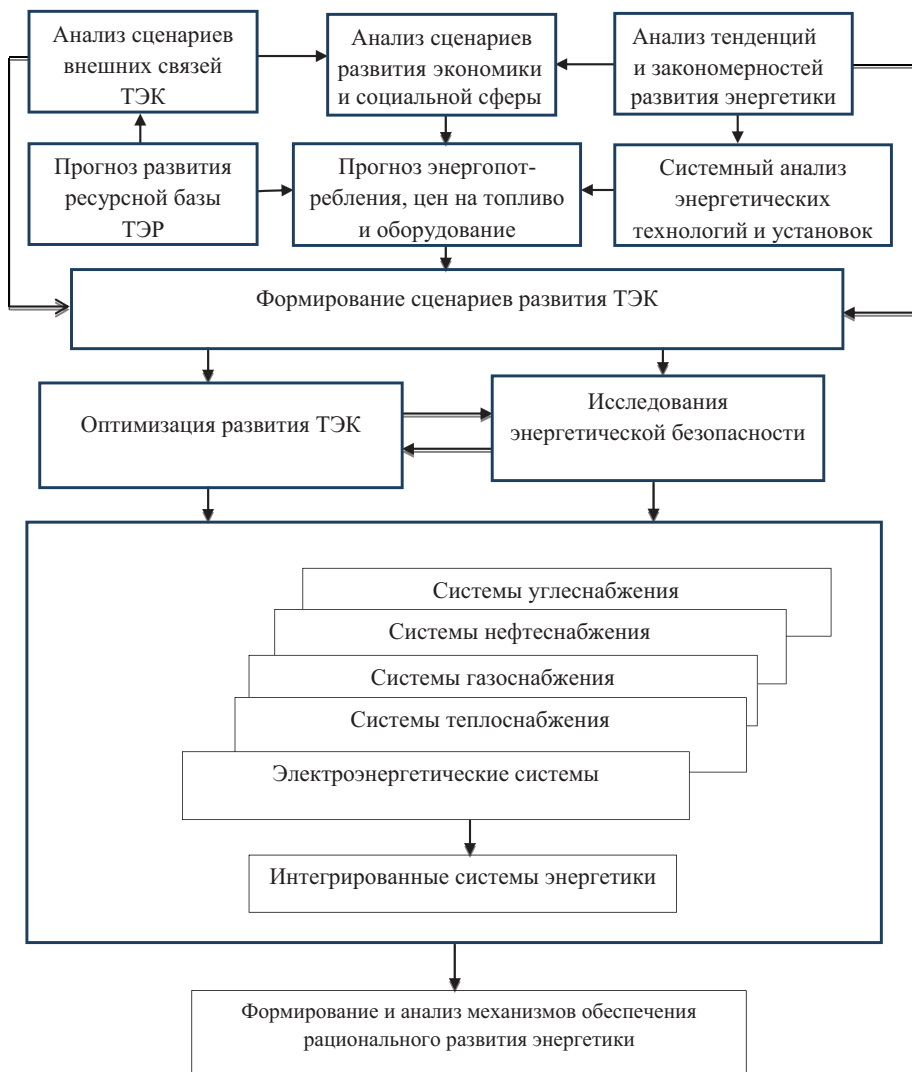


Рис. 1.6. Общая схема обоснования развития энергетики

Общая схема организации процесса прогнозирования развития энергетики (ТЭК и систем энергетики) на основе иерархической методологии укрупненно представлена на рис. 1.6.

Схема обоснования развития энергетики (рис. 1.6) предусматривает реализацию следующих основных этапов.

Анализ внешних условий развития энергетики — в определенной мере подготовительный этап, который включает в себя:

- анализ тенденций и закономерностей развития ТЭК и составляющих его систем энергетики страны, ее федеральных округов, регионов и других территорий в сопоставлении с мировыми тенденциями и закономерностями; указанный анализ позволяет выявить ожидаемые контуры будущей энергетики и ее роль в устойчивом развитии экономики и социальной сферы [7, 8, 28, 42, 43, 60— 62, 85, 90, 111, 112];

- анализ сценариев развития экономики и социальной сферы страны и ее регионов, позволяющий оценить размещение по территории объектов промышленности, транспорта и других отраслей, а также социальной сферы [20, 42, 44, 60, 61, 65, 67, 71, 82, 86, 90];

- отдельной проблемой на этом этапе является формирование и анализ сценариев внешних связей отраслей ТЭК и соответствующих им систем энергетики в части энергетической кооперации с зарубежными партнерами и системами; прогноз внешних связей ТЭК дает возможность оценить дополнительные к внутренним потребности в топливно-энергетических ресурсах (ТЭР) и конечных видах энергии, а также, что немаловажно, потенциальные системные эффекты кооперации как по отдельным системам энергетики, так и в результате комплексного рассмотрения взаимодействия различных отраслевых систем энергетики в рамках ТЭК [6, 7, 10, 16, 19, 38, 57, 79, 85, 110, 123];

- прогноз развития ресурсной базы ТЭР, который также является одной из важных составляющих рассматриваемого этапа; этот прогноз дает необходимую информацию для следующего этапа, связанного с формированием и исследованием сценариев развития ТЭК, а также для формирования и анализа внешних связей ТЭК и прогноза цен на топливо [1, 2, 8, 20, 22, 28, 54, 56, 90, 111];

- самостоятельной задачей рассматриваемого этапа является системный анализ энергетических технологий и установок, включающий в себя следующие составляющие: оценку потенциала совершенствования каждой из сопоставляемых технологий и закономерностей ее освоения; выявление благоприятных условий и эффективных областей применения энергетической технологии; анализ механизмов конкуренции энергетической технологии с альтернативными решениями; на основе полученной в результате реализации предыдущих

операций информации оптимизацию схем и параметров энергетических и энерготехнологических установок на базе каждой анализируемой технологии [14, 27, 32, 35— 37, 40, 41, 74, 90, 99, 100, 113, 115—120, 125, 126, 128];

- на основании анализа сценариев развития экономики и внешних связей ТЭК формирование прогноза энергопотребления по видам ТЭР и конечных видов энергии; с учетом прогнозирования ресурсной базы ТЭР и системного анализа энергетических технологий и установок, а также экономических факторов составление прогноза цен на топливо и энергетическое оборудование [20—22, 42—45, 47, 48, 50, 51, 59, 71, 86, 90].

Из рис. 1.6 и описания отдельных проблем видны очевидные взаимосвязи разных составляющих рассматриваемого этапа. При реализации задач данного этапа используются различные прогностические модели, а также экспертный анализ. Получаемые прогностические оценки учитывают неопределенность будущих условий развития ТЭК и составляющих его систем энергетики в виде диапазонов значений соответствующих параметров либо совокупности различных сценариев внутри этих диапазонов.

Формирование и исследование сценариев развития ТЭК — следующий этап обоснования развития энергетики. Он характеризуется более детальным моделированием ТЭК по сравнению с предыдущим этапом и включает в себя следующие три составляющие:

- формирование сценариев развития ТЭК. Оно выполняется на основе информации, полученной на предыдущем этапе, и состоит в основном в экспертном анализе различных представительных сочетаний внешних условий развития энергетики с привлечением при необходимости упрощенных балансовых моделей ТЭК [19, 29, 41, 70, 72, 85, 101];

- оптимизацию развития ТЭК. При решении этой задачи используется модель территориально-производственной структуры ТЭК, представляющая собой совокупность взаимосвязанных через балансы спроса и предложения энергоресурсов энергетических отраслей (электроэнергетики, теплового хозяйства, нефтяной, газовой и угольной отраслей и др.), детализированных в территориальном разрезе на уровне федеральных округов или регионов со связями между территориальными единицами, а также в виде совокупностей типов основного энергетического оборудования с его характеристиками для каждой территориальной единицы и каждой представленной в ней отрасли. Оптимизация выполняется для каждого из сформированных сценариев развития ТЭК с использованием того или иного энергоэкономического критерия (приведенных затрат, чистого дисконтированного дохода и др.) с учетом заданных ограничений (экологических,

финансовых и т.п.). При оптимизации развития ТЭК в используемой модели энергетики учитываются нормативные ординарные требования и условия работы рассматриваемого оборудования, требования к необходимым уровням резервов мощностей и запасов ТЭР, к надежности энергоснабжения потребителей и т.п. В результате оптимизации получаются оптимальные решения в виде балансов мощности и энергии с необходимой детализацией [19, 28, 29, 54—56, 62, 72, 76, 85, 88, 90, 101];

- исследования энергетической безопасности страны и ее регионов. Главной целью этих исследований является оценка устойчивости оптимальных условий по развитию ТЭК к нерасчетным экстраординарным изменениям внешних условий при реализации потенциальных угроз энергетической безопасности различного происхождения. С точки зрения долгосрочного развития энергетики интерес представляют так называемые стратегические угрозы энергетической безопасности, вызывающие крупномасштабные и долговременные изменения внешних условий развития ТЭК (например, задержку в освоении новых газовых месторождений в связи с дефицитом финансовых ресурсов). Модель ТЭК для исследований энергетической безопасности должна быть настроена на нахождение несбалансированных решений. Полученные в процессе исследований энергетической безопасности компенсирующие мероприятия должны способствовать необходимой подстройке оптимальных решений по развитию ТЭК с позиций обеспечения энергетической безопасности [16, 24, 25, 38, 46, 47, 70, 83, 84, 89, 90, 91, 98, 108, 109, 123].

Обоснование развития отраслевых и интегрированных систем энергетики. На этом этапе отраслевые системы энергетики рассматриваются каждая отдельно при учете межотраслевых взаимосвязей и/или в составе интегрированных систем (например, систем электро-, тепло- и газоснабжения, интегрированных на уровнях производства и потребления энергоресурсов) при достаточно подробном представлении энергетических режимов их работы (суточных, недельных, сезонных и годовых графиков потребления энергоресурсов, загрузки производственных мощностей энергетических агрегатов разных типов, энергетических потоков между различными узлами модели и т.п.) [3—5, 11—15, 17, 18, 23, 26, 30, 31, 33, 40, 54, 73, 75, 78, 80, 81, 87, 90—97, 102—106, 114, 124, 127].

Методические основы обоснования развития различных систем энергетики идентичны и имеют, как минимум, два уровня рассмотрения: а) оптимизацию развития структуры производства энергоресурсов по типам оборудования и режимам работы энергетических агрегатов, а также пропускной способности энергетических связей между узлами модели системы; б) исследование условий функциони-

рования сформированных систем при удовлетворении требований надежности энергоснабжения потребителей и качества поставляемых им энергоресурсов с необходимой корректировкой структуры производства энергоресурсов и межсистемных связей в случае неудовлетворения упомянутых требований, а также выбором принципов и средств управления для обеспечения нормального функционирования системы. При этом детальность моделирования системы энергетики на уровне исследования условий функционирования более высокая, чем при оптимизации ее развития. Возможные различия в отдельных положениях для разных систем энергетики определяются специфическими свойствами и особенностями конкретных систем.

Для интегрированных систем энергетики важно отметить необходимость идентичного описания структуры, параметров и режимов работы входящих в них отдельных систем, а также общего критерия (критериев) обоснования решений.

По результатам выполнения рассматриваемого этапа могут быть сформированы рекомендации для принятия решений по реализации приоритетов развития энергетики в целом и ее составляющих. При необходимости уточнения отдельных решений и мероприятий возможен возврат к предыдущим этапам в целях корректировки отдельных положений.

Формирование и анализ механизмов обеспечения рационального развития энергетики — заключительный этап рассматриваемой иерархической методологии. Он направлен на выработку экономических, правовых, институциональных и других механизмов, обеспечивающих стимулирование и поддержку реализации тех приоритетов развития энергетики, которые были обоснованы на предыдущих этапах. Соответствующие сигналы важны для мотивации поведения государственных органов, энергетических компаний и инвесторов в процессе реализации разработанных прогнозов развития ТЭК, его отраслевых и территориальных составляющих [19, 31, 38, 47—52, 59, 72, 75—77, 85, 90, 91, 94, 101].

Список литературы

1. **Абасов Н.В.** Долгосрочное прогнозирование гидроэнергетического потенциала каскада ГЭС в условиях изменения климата / Н.В. Абасов, Т.В. Бережных, В.В. Ветрова // Известия РАН. Энергетика. 2012. № 6. С. 49—57.
2. **Абасов Н.В.** Долгосрочный прогноз природообусловленных факторов энергетики в информационно-прогностической системе ГИПСАР / Н.В. Абасов, Т.В. Бережных, А.П. Резников // Известия РАН. Энергетика. 2000. № 6. С. 22—30.

3. **Агафонов Г.В.** Моделирование развития угольной промышленности / Г.В. Агафонов, А.Д. Соколов, Л.Н. Такайшвили // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 6. С. 159—165.
4. **Апарцин А.С.** Интегральные модели развития систем электроэнергетики с учетом старения оборудования электростанций / А.С. Апарцин, И.В. Сидлер // Электронное моделирование. 2014. Т. 36. № 4. С. 81—88.
5. **Апарцин А.С.** Применение неклассических уравнений Вольтерра I рода для моделирования развивающихся систем / А.С. Апарцин, И.В. Сидлер // Автоматика и телемеханика. 2013. № 6. С. 3—16.
6. **Электроэнергетическая** интеграция России в Евразийское пространство: условия и роль гидроэнергетических ресурсов / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, О.В. Марченко и др. // Энергетическая политика. 2016. № 1. С. 26—36.
7. **Беляев Л.С.** Исследование долгосрочных тенденций развития энергетики России и мира / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.В. Соломин // Теплоэнергетика. 2011. № 2. С. 3—11.
8. **Беляев Л.С.** Исследование долгосрочных тенденций развития возобновляемых источников энергии / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.В. Соломин // Перспективы энергетики. 2007. Т. 11. № 1. С. 9—18.
9. **Беляев Л.С.** Рынок в электроэнергетике: проблемы развития генерирующих мощностей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников. Новосибирск: Наука, 2004.
10. **Волкова Е.Д.** Системные эффекты интеграции электроэнергетических комплексов стран постсоветского пространства / Е.Д. Волкова, С.В. Подковальников, Л.Ю. Чудинова // Проблемы прогнозирования. 2014. № 2. С. 33—43.
11. **Воропай Н.И.** Иерархическое моделирование при обосновании развития электроэнергетических систем / Н.И. Воропай // Exponenta Pro. Математика в приложениях. 2003. №4(4). С. 24—27.
12. **Воропай Н.И.** Многокритериальный анализ решений при планировании развития электроэнергетических систем / Н.И. Воропай, Е.Ю. Иванова // Электричество. 2000. № 11. С. 2—9.
13. **Воропай Н.И.** Обоснование развития электроэнергетических компаний в условиях несовпадающих интересов субъектов отношений / Н.И. Воропай, Е.Ю. Иванова // Известия РАН. Энергетика. 2003. № 2. С. 39—51.
14. **Воропай Н.И.** Электроэнергетические системы будущего / Н.И. Воропай, А.Б. Осак // Энергетическая политика. 2014. № 5. С. 60—63.
15. **Формирование** электрических сетей Республики Саха (Якутия) с учетом развития электроэнергетических центров востока России / Н.И. Воропай, Г.И. Самородов, В.П. Кобылин и др. // Энергетическая политика. 2011. № 5. С. 49—59.
16. **Воропай Н.И.** Энергетическая безопасность мира и России: предпосылки, возможности, проблемы / Н.И. Воропай, С.М. Сендеров // Энергетическая политика. 2010. № 4—5. С. 20—31.
17. **Воропай Н.И.** Интегрированные интеллектуальные энергетические системы / Н.И. Воропай, В.А. Стенников // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 1. С. 64—71.
18. **Воропай Н.И.** Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях / Н.И. Воропай, В.В. Труфанов // Электричество. 2000. № 10. С. 6—12.

19. **Восточный** вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева. Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2011.
20. **Гальперова Е.В.** Методический подход к долгосрочному прогнозированию рыночного спроса на топливо и энергию с учетом региональных особенностей и роста неопределенности / Е.В. Гальперова // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 5. С. 33—44.
21. **Гальперова Е.В.** Особенности прогнозирования энергопотребления на региональном уровне / Е.В. Гальперова // Известия РАН. Энергетика. 2004. № 4. С. 61—66.
22. **Гальперова Е.В.** Прогнозирование спроса на энергоносители в регионе с учетом их стоимости / Е.В. Гальперова, Ю.Д. Кононов, О.В. Мазурова // Регион: экономика и социология. 2008. № 3. С. 207—219.
23. **Драчев П.С.** Рыночная модель развития основной электрической сети / П.С. Драчев // Вестник ИрГТУ. 2013. № 1. С. 125—134.
24. **Еделев А.В.** Система поддержки исследований энергетической безопасности России / А.В. Еделев, Н.М. Береснева // Программные продукты и системы. 2008. № 2 (82). С. 76—78.
25. **Еделев А.В.** Применение геоинформационных технологий для исследования проблем энергетической безопасности / А.В. Еделев, С.М. Сендеров, Н.И. Пяткова // Проблемы управления. 2015. № 2. С. 68—74.
26. **Еделев А.В.** Применение распределенных вычислений для выявления критически важных объектов газотранспортной сети России / А.В. Еделев, С.М. Сендеров, И.А. Сидоров // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2016. № 1. С. 55—62.
27. **Жарков С.В.** Методы оценки эффективности комбинированных производств с акцентом на системы энергоснабжения / С.В. Жарков // Экономист. 2016. № 6. С. 41—59.
28. **Иванова И.Ю.** Эффективность и масштабы использования возобновляемых источников энергии для изолированных потребителей / И.Ю. Иванова, С.П. Попов, Т.Ф. Тугузова // Известия РАН. Энергетика. 2006. № 3. С. 110—114.
29. **Иванова И.Ю.** Обоснование рациональных вариантов энерго-, топливоснабжения децентрализованных потребителей региона: методический подход, результаты исследований / И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова // Энергетическая политика. 2011. № 4. С. 42—49.
30. **Илькевич Н.И.** Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения / Н.И. Илькевич, Т.В. Дзюбина, Ж.В. Калинин. Новосибирск: Наука, 2014.
31. **К анализу** эффективности Единой электроэнергетической системы России / Н.И. Воропай, В.В. Труфанов, В.В. Селифанов, Г.И. Шевелева // Электричество. 2000. № 5. С. 3—9.
32. **Каганович Б.М.** Равновесная термодинамика. Проблемы и перспективы / Б.М. Каганович. — 2-я ред. Саарбрюккен: Lambert Academic Publishing, 2015.
33. **Термодинамика**, теория цепей и их совместные применения в энергетических исследованиях / Б.М. Каганович, Н.И. Воропай, В.А. Стеников и др. // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 5. С. 3—15.

34. **Каганович Б.М.** Проблема незамкнутости термодинамики в системном энергетическом анализе / Б.М. Каганович, Н.И. Воропай, В.А. Стенников // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 5. С. 57—66.
35. **Каганович Б.М.** Развитие равновесного термодинамического моделирования необратимых процессов и его применение в энергетике / Б.М. Каганович, А.В. Кейко, В.А. Шаманский // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 2. С. 132—141.
36. **Термодинамические** модели экстремальных промежуточных состояний и их приложения в энергетике / Б.М. Каганович, С.П. Филипов, А.В. Кейко и др. // Теплоэнергетика. 2011. С. 51—58.
37. **Кейко А.В.** Термодинамический анализ режимов газификации водоугольного топлива в потоке/ А.В. Кейко, Д.А. Свищёв // Теплоэнергетика. 2010. № 6. С. 31—37.
38. **Киотские** механизмы как инструмент расширения международного сотрудничества для обеспечения энергетической безопасности России / Б.Г. Санеев, А.В. Лагерев, В.Н. Ханаева, А.В. Чемезов // Известия РАН. Энергетика. 2006. № 3. С. 121—126.
39. **Клер А.М.** Схемно-параметрическая оптимизация локальных систем энергообеспечения / А.М. Клер, П.В. Жарков // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 49—61.
40. **Оптимизация** состава энергогенерирующего оборудования энергетического комплекса нефтегазодобывающего предприятия / А.М. Клер, Э.А. Тюрина, Ю.М. Потанина и др. // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 3. С. 92—99.
41. **Клер А.М.** Оценка эффективности технологических цепочек переработки и дальнего транспорта энергоносителей / А.М. Клер, Э.А. Тюрина, О.В. Скрипченко // Энергетическая политика. 2010. № 3. С. 54—61.
42. **Кононов Д.Ю.** Учет региональных особенностей и характера неопределенности при прогнозировании цен на генерацию электроэнергии / Д.Ю. Кононов // Электрические станции. 2015. № 5. С. 2—5.
43. **Кононов Д.Ю.** Влияние фактора неопределенности на методы прогнозных исследований в ТЭК / Д.Ю. Кононов, Ю.Д. Кононов // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 6. С. 117—121.
44. **Кононов Д.Ю.** Рациональное агрегирование территории при долгосрочном прогнозировании цен на электроэнергию / Д.Ю. Кононов, Ю.Д. Кононов // Проблемы прогнозирования. 2016. № 6 (159). С. 56—64.
45. **Кононов Д.Ю.** Оценка влияния характера неопределенности будущих условий на конкурентоспособность вариантов топливоснабжения / Д.Ю. Кононов, В.Н. Тыртышный // Энергетическая политика. 2011. № 4. С. 50—56.
46. **Кононов Ю.Д.** Подходы к количественной оценке стратегических угроз энергетической безопасности / Ю.Д. Кононов // Энергетическая политика. 2014. № 2. С. 74—82.
47. **Кононов Ю.Д.** Поэтапный подход к повышению обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК и к оценке стратегических угроз / Ю.Д. Кононов // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 2. С. 61—70.
48. **Кононов Ю.Д.** Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК / Ю.Д. Кононов. Новосибирск: Наука, 2015.

49. **Кононов Ю.Д.** Оценка инвестиционных рисков при выявлении стратегических угроз энергетической безопасности / Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов // Надежность и безопасность энергетики. 2016. № 2 (33). С. 9—12.
50. **Кононов Ю.Д.** Способы повышения эффективности долгосрочных прогнозов ТЭК / Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов // Энергетическая политика. 2013. № 1. С. 53—60.
51. **Кононов Ю.Д.** Способы снижения неопределенности условий и результатов прогнозных исследований ТЭК / Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов // Энергетическая политика. 2010. № 3. С. 49—52.
52. **Кононов Ю.Д.** Методический подход к оценке влияния характера неопределенности на эффективность и устойчивость вариантов энерго- и топливоснабжения / Ю.Д. Кононов, В.Н. Тыртышный // Проблемы прогнозирования. 2013. № 1. С. 90—94.
53. **Кошелев А.А.** Экономическая оценка ущерба природной среде от топливных и солнечных энергогенераторов / А.А. Кошелев, Н.А. Халгаева // Известия РАН. Энергетика. 2005. № 2. С. 81—87.
54. **Лагерев А.В.** Влияние масштабов развития атомной энергетики на рынки угля федеральных округов европейской части России / А.В. Лагерев // Перспективы энергетики. 2006. Т. 10. С. 45—54.
55. **Лагерев А.В.** Динамическая территориально-производственная модель для формирования сценариев взаимосогласованного развития энергетики России по федеральным округам / А.В. Лагерев // Известия РАН. Энергетика. 2004. № 4. С. 26—32.
56. **Лагерев А.В.** Эффективность и масштабы использования сибирских энергоресурсов в ТЭК России / А.В. Лагерев, Б.Г. Санеев, В.Н. Ханаева // Известия РАН. Энергетика. 2006. № 3. С. 115—120.
57. **Лагерев А.В.** Методический подход для оценки сравнительной эффективности экспортных проектов электроэнергетики / А.В. Лагерев, К.С. Смирнов // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 4. С. 15—26.
58. **Локтионов В.И.** Анализ уровня допустимой погрешности исходных данных в процессе управления энергетическими системами / В.И. Локтионов // Экономический анализ: теория и практика. 2016. № 8 (455). С. 43—54.
59. **Локтионов В.И.** Влияние инвестиционных проектов на уровень адаптивности энергетических систем в задачах долгосрочного прогнозирования рыночного спроса на энергоносители / В.И. Локтионов // Экономический анализ: теория и практика. 2016. № 4 (451). С. 46—56.
60. **Мазурова О.В.** Роль новых технологий в снижении энергоемкости промышленности / О.В. Мазурова // Промышленная энергетика. 2010. № 11. С. 2—7.
61. **Мазурова О.В.** Тенденции энергопотребления на грузовом транспорте / О.В. Мазурова // Энергетическая политика. 2011. № 3. С. 41—47.
62. **Майсюк Е.П.** Экологический фактор в энергетических стратегиях восточных регионов / Е.П. Майсюк // Энергетическая политика. 2011. № 4. С. 56—61.
63. **Марченко О.В.** Моделирование и оценка эффективности экономического механизма внедрения возобновляемых источников энергии: «зеленые сертификаты» / О.В. Марченко // Известия РАН. Энергетика. 2007. № 2. С. 17—25.
64. **Марченко О.В.** Вероятностный анализ экономической эффективности ветроэнергетических установок / О.В. Марченко, С.В. Соломин // Известия РАН. Энергетика. 1997. № 3. С. 52—60.

65. **Марченко О.В.** Исследование экономической эффективности использования энергии ветра и водорода в автономных энергосистемах / О.В. Марченко, С.В. Соломин // Известия РАН. Энергетика. 2008. № 3. С. 43—51.
66. **Марченко О.В.** Оптимизация автономных ветродизельных систем энергообеспечения / О.В. Марченко, С.В. Соломин // Электрические станции. 1996. № 10. С. 41—45.
67. **Марченко О.В.** Оценка экономической и экологической эффективности солнечного теплоснабжения в России / О.В. Марченко, С.В. Соломин // Теплоэнергетика. 2001. № 11. С. 46—49.
68. **Массель Л.В.** Разработка многоагентных систем распределенного решения энергетических задач с использованием агентных сценариев / Л.В. Массель, В.И. Гальперов // Известия Томского политехнического университета. 2015. Т. 326. № 5. С. 45— 53.
69. **Массель Л.В.** Технологии и инструментальные средства интеллектуальной поддержки принятия решений в экстремальных ситуациях в энергетике / Л.В. Массель, А.Г. Массель // Вычислительные технологии. 2013. Т. 18 (спец.вып.).
70. **Методические** основы выбора направлений корректировки решений по развитию энергетики государства с позиций энергетической безопасности / Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук, С.М. Сендеров и др. // Известия РАН. Энергетика. 2006. № 3. С. 21—27.
71. **Методы** и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов и др. Новосибирск: Наука, 2009.
72. **Методы** и модели разработки региональных энергетических программ / Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, Г.В. Агафонов, А.В. Лагерев и др. Новосибирск: Наука, 2003.
73. **Минарченко И.М.** Численный поиск равновесия в модели Курно с S-образными функциями издержек / И.М. Минарченко // Дискретный анализ и исследование операций. 2014. Т. 21. № 5. С. 40—53.
74. **Михеев А.В.** О семантических технологиях для научно-технологического прогнозирования в энергетике / А.В. Михеев // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2016. № 4/1. С. 7—15.
75. **Обоснование** развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / Под ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука, 2015.
76. **Оптимизация** развития и функционирования автономных энергетических систем / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Б.Г. Санеев и др. Новосибирск: Наука, 2001.
77. **Петров Н.А.** Основные положения Энергетической стратегии Республики Саха (Якутия) до 2030 года / Н.А. Петров, Б.Г. Санеев, А.Ф. Сафронов // Энергетическая политика. 2011. № 4. С. 62—69.
78. **Подковальников С.В.** Нечеткая платежная матрица для обоснования решений в энергетике в условиях неопределенности / С.В. Подковальников // Известия РАН. Энергетика. 2001. № 4. С. 170—179.
79. **Подковальников С.В.** Исследование системной эффективности формирования межгосударственного энергообъединения Северо-Восточной Азии /

- С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // Известия РАН. Энергетика. 2015. № 5. С. 16—32.
80. **Подковальников С.В.** Несовершенные электроэнергетические рынки: моделирование и исследование развития генерирующих мощностей / С.В. Подковальников, О.В. Хамисов // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 2. С. 57—76.
 81. **Подковальников С.В.** Развитие генерирующих мощностей и структурная организация электроэнергетических рынков / С.В. Подковальников, О.В. Хамисов, К.А. Семенов // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 4. С. 3—14.
 82. **Попов С.П.** Экономическая оценка и масштабы применения энергоисточников малой мощности для изолированных потребителей / С.П. Попов, И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова // Топливо-энергетический комплекс. 2003. № 2. С. 98 и 99.
 83. **Применение** двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности / Н.И. Пяткова, С.М. Сендеров, М.Б. Чельцов и др. // Известия РАН. Энергетика. 2000. № 6. С. 31—39.
 84. **Пяткова Н.И.** Методические особенности исследования проблем энергетической безопасности на современном этапе / Н.И. Пяткова, С.М. Сендеров, Е.В. Пяткова // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 2. С. 81—87.
 85. **Санеев Б.Г.** Восточный вектор — приоритетное направление развития энергетики России в первой половине XXI века / Б.Г. Санеев // Регион. 2010 (спец. вып.) С. 17—31.
 86. **Санеев Б.Г.** Оценка регионального спроса на электроэнергию в зонах строительства новых ГЭС в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке / Б.Г. Санеев, А.Г. Корнеев, Г.В. Агафонов // Энергетическая политика. 2016. № 1. С. 37—49.
 87. **Санеев Б.Г.** Развитие ТЭК России и условия топливоснабжения электростанций / Б.Г. Санеев, А.В. Лагерев, В.Н. Ханаева // Энергетическая политика. 2007. № 2. С. 31—36.
 88. **Принципы, методы и модели** прогнозирования и исследования развития региональных ТЭК / Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, С.Ю. Музычук и др. // Энергетическая политика. 2011. № 4. С. 30—41.
 89. **Сендеров С.М.** Модельно-индикативный подход к оценке уровня энергетической безопасности страны при различных вариантах развития энергетики / С.М. Сендеров // Известия РАН. Энергетика. 2005. № 4. С. 3—9.
 90. **Системные** исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ—ИСЭМ / Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2010.
 91. **Системные** исследования проблем энергетики / Под ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2000.
 92. **Соколов А.Д.** Моделирование и оптимизация угольной промышленности в условиях рынка / А.Д. Соколов, Л.Н. Такайшвили // Пятые Мелентьевские теоретические чтения. М.: ИНЭИ РАН, 2004. С. 281—292.
 93. **Стенников В.А.** О реформировании теплоснабжения России / В.А. Стенников // Энергосбережение. 2014. № 5. С. 63—66; № 6. С. 62—67.
 94. **Стенников В.А.** Распределенная генерация энергии: барьеры, тенденции, прогнозы / В.А. Стенников // Энергия: экономика, техника, экология. 2016. № 2. С. 2—8.

95. **Стенников В.А.** Методический подход на основе концепции Model-Driven Engineering и онтологий к разработке программного обеспечения для проектирования теплоснабжающих систем / В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко, Д.В. Соколов // Информационные технологии. 2015. Т. 21. № 3. С. 201—209.
96. **Стенников В.А.** Применение концепции Model-Driven Engineering в программном комплексе для определения оптимальных параметров теплоснабжающих систем / В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко, Д.В. Соколов // Программная инженерия. 2016. Т. 7. № 3. С. 108—116.
97. **Стенников В.А.** Оценка направлений развития теплоснабжающих систем городов / В.А. Стенников, Е.Е. Медникова // Теплоэнергетика. 2016. № 9. С. 59—67.
98. **Стенников В.А.** Энергетическая безопасность в теплоснабжении России / В.А. Стенников, Г.Б. Славин // Энергетическая политика. 2009. № 6. С. 61—76 (вышел в 2010 г.).
99. **Теплосиловые системы: оптимизационные исследования** / А.М. Клер, Р.П. Деканова, Э.А. Тюрина и др. Новосибирск: Наука, 2005.
100. **Технология термодинамического моделирования. Редукция моделей движения к моделям покоя** / Б.М. Каганович, А.В. Кейко, В.А. Шаманский и др. Новосибирск: Наука, 2010.
101. **Топливо-энергетический комплекс России: современное состояние и взгляд в будущее** / Г.В. Агафонов, Е.Д. Волкова, Н.И. Воропай и др. Новосибирск: Наука, 1999.
102. **Трубопроводные системы энергетики. Развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации** / Н.Н. Новицкий, М.Г. Сухарев, А.Д. Тевяшев и др. Новосибирск: Наука, 2010.
103. **Трубопроводные системы энергетики. Управление развитием и функционированием** / Н.Н. Новицкий, Е.В. Сеннова и др. Новосибирск: Наука, 2004.
104. **Труфанов В.В.** Моделирование вариантов развития электроэнергетических систем в условиях множественности интересов / В.В. Труфанов // Известия РАН. Энергетика. 2013. № 1. С. 130—138.
105. **Труфанов В.В.** Математическое моделирование потребителей электроэнергии при оптимизации развития электроэнергетических систем / В.В. Труфанов, В.В. Ханаев // Электричество. 2008. № 9. С. 2—9.
106. **Ханаев В.В.** Управление электрической нагрузкой как средство повышения эффективности электроэнергетических систем / В.В. Ханаев // Энергетическая политика. 2010. № 3. С. 67—71.
107. **Чельцов М.Б.** Энергообеспеченность Сибирского федерального округа: современное состояние и перспективы / М.Б. Чельцов, Н.И. Пяткова // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 2. С. 36—44.
108. **Энергетическая безопасность России** / В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов и др. Новосибирск: Наука, 1998.
109. **Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения** // Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук, С.М. Сендеров и др. Новосибирск: СО РАН, 2011.

110. **Эффективность** межгосударственных электрических связей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова. Новосибирск: Наука, 2008.
111. **Belyaev L.S.** A study of wind energy contribution to global climate change mitigation / L.S. Belyaev, O.V. Marchenko, S.V. Solomin // *Int. J. Energy Technol. and Policy*. 2005. Vol. 3. No. 4. P. 324—341.
112. **Belyaev L.S.** Studies on competitiveness of space and terrestrial solar power plants / L.S. Belyaev, O.V. Marchenko, S.V. Solomin // *Int. J. of Global Energy*. 2006. Vol. 25. No. 1/2. P. 94—108.
113. **Donskoi I.G.** Mathematical modeling of the reaction zone of a Shell-Prenflo gasifier with the use of the models of sequential equilibrium / I.G. Donskoi // *Solid Fuel Chemistry*. 2016. Vol. 50. No. 3. P. 191—196.
114. **Drachev P.S.** Market-based transmission expansion planning / P.S. Drachev, V.V. Trufanov // *Energy and Power Engineering*. 2012. Vol. 4. P. 387—391.
115. **Electric Energy Storage Systems** / Z. Styczynski, F. Adamek, R. Irovani et al. Paris: Electra CIGRE, 2011.
116. **Keiko A.V.** Small-scale energy technologies competition in East Siberia / A.V. Keiko // *Int. J. of Low Carbon Technologies*. 2010. No. 4. P. 88—99.
117. **Kler A.M.** Energy-technology installations for combined production of hydrogen and electricity with CO₂ removal systems / A.M. Kler, E. Tyurina, A.S. Mednikov // *Int. J. of Hydrogen Energy*. 2011. Vol. 36. No. 1. P. 1230—1235.
118. **Kler A.M.** An effective approach to optimizing the parameters of complex thermal power plants / A.M. Kler, P.V. Zharkov, N.O. Epishkin // *Thermophysics and Aeromechanics*. 2016. Vol. 23. No. 2. P. 289—296.
119. **Thermal analysis** in numerical thermodynamic modeling of solid fuel conversion / A.N. Kozlov, D.A. Svichev, I.G. Donskoi et al. // *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. 2012. Vol. 109. No. 3. P. 1311—1317.
120. **Levin A.A.** A model of pyrolysis in a staged scheme of low-grade solid fuel gasification / A.A. Levin, V.A. Shamanaky, A.N. Kozlov // *Journal of Physics: Conference Series*. 2016. No. 754.
121. **Marchenko O.V.** Mathematical modeling of electricity market with renewable energy sources / O.V. Marchenko // *Renewable Energy*. 2007. Vol. 32. No. 6. P. 976—990.
122. **Markova E.V.** Integral models of developing electric power systems / E.V. Markova, I.V. Sidler, V.V. Trufanov // *Int. J. of Energy Optimization and Engineering*. 2013. Vol. 2. No. 4. P. 44—58.
123. **Senderov S.M.** Energy Security of the Largest Asia Pacific Countries: Main Trends / S.M. Senderov // *Int. J. of Energy and Power*. 2012. Vol. 1. No. 1. P. 1—6.
124. **Stennikov V.A.** Optimal planning of heat supply systems in urban areas / V.A. Stennikov, E.E. Iakimetc // *Energy*. 2016. Vol. 110. P. 157—165.

125. **A semi-empirical** approach to the thermodynamic analysis of downdraft gasification / D.A. Svicev, A.N. Kozlov, I.G. Donskoi et al. // *Fuel*. 2016. Vol. 168. No. 3. P. 91—106.
126. **Thermodynamics** and kinetics of complex systems / B.M. Kaganovich, A.V. Keiko, M. Grmela et al. Elsevier, 2010 (*Advances in Chemical Engineering series*. Vol. 39).
127. **Voropai N.I.** Power system expansion planning — state of the problem / N.I. Voropai // *Global J. of Technology and Optimization*. 2015. Vol. 6. No. 2. P. 1—7.
128. **Zarodnuk M.S.** Elaboration of Attainability Region Boundaries in the Model of Extreme Intermediate States / M.S. Zarodnuk, A.V. Keiko, B.M. Kaganovich // *Studia Informatica Universalis*. 2011. Vol. 9. No. 3. P. 161—175.

1.4. СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИОРИТЕТОВ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ: МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

*С.П. Филиппов, академик; М.Д. Дильман, кандидат технических наук;
ИНЭИ РАН, Москва*

Актуальность системно-технологических исследований в энергетике

Развитие отечественной энергетики, как и мировой, в решающей степени связано с крупномасштабным внедрением новых технологий. Они востребованы в отрасли повсеместно: для увеличения эффективности производства электрической и тепловой энергии, разработки месторождений ископаемого топлива с нетрадиционными ресурсами взамен истощаемых традиционных, повышения качества производимого моторного топлива, снижения негативного воздействия энергетики на окружающую среду и др. Изменение геополитической обстановки, появление новых угроз и вызовов приводят к дополнительным требованиям к энергетике по обеспечению национальной безопасности страны, прежде всего в части достижения научно-технологической независимости отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

К сожалению, следует признать, что Россия из-за ресурсных ограничений в обозримой перспективе не в состоянии быть глобальным технологическим лидером. Велика вероятность того, что в скором времени эта роль может перейти от США к Китаю, уже ставшему крупнейшим в мире производителем многих видов современного энергетического оборудования. Но Россия может и должна стать технологическим лидером в отдельных направлениях, ключевых для отечественного ТЭК. Важно своевременно и корректно определить приоритетные для страны технологии, на разработке которых следует сконцентрировать ресурсы. При этом обязательным является выделение критических технологий (оборудования, систем управления им и др.), требующих особого внимания и первоочередной разработки. Решения по развитию новых технологий должны приниматься с учетом экспортных возможностей их из-за относительно небольшой емкости внутреннего рынка для многих из них. Понятно, что цена ошибок от неверно принятых технических решений может оказаться очень большой. Это касается не только материальных и финансовых потерь, но и упущенного времени. С последним связаны риски трудноустраняемого технологического отставания и упущенные возможности освоения новых рынков.

Между тем в энергетике страны около четверти века не разрабатывались прогнозы научно-технологического развития (НТР) отрасли. Соответственно перестали развиваться методы системно-технологических исследований и необходимый исследовательский инструментарий. В результате оказались во многом потерянными ориентиры научного и технологического развития отраслей ТЭК и компетенции в разработке научно-технологических прогнозов в энергетике. Не создана эффективная система управления технологическим развитием энергетики на стратегическую перспективу. Разрозненные исследования и разработки касались преимущественно решения текущих задач.

В стране осталось мало коллективов, профессионально занимающихся научно-технологическим прогнозированием в отрасли и вообще научным обеспечением управления технологическим развитием энергетики страны. Имеет место деградация применяемых инструментов. Выполняемые прогнозные исследования базируются преимущественно на использовании простых («легких») методов (опросы, анкетирование и т.п.). Это в основном малозатратные и быстрореализуемые подходы, часто не требующие высокой квалификации исполнителей. В этом их неоспоримое преимущество. Но получаемые с их помощью результаты нельзя считать научно обоснованными (в общем случае они невозпроизводимы). Определенная их польза заключается в том, что они отражают «общественное мнение» относительно перспективных направлений технологического развития отрасли. При этом следует иметь в виду субъективность и ангажированность такого мнения (иная группа «общественных экспертов» может сформулировать совершенно противоположное мнение).

Набирает популярность прогнозирование на основе анализа глобальных технологических трендов. Сами тренды могут определяться различными методами (анализом результатов зарубежных и отечественных исследований и разработок, обработкой больших массивов информации, в том числе «потока патентов», и т.п.). При этом всегда стоит вопрос о применимости выявленных трендов к энергетике России. Ведь они могут формироваться в совершенно иных условиях, быть политически обусловленными и т.д. Крупномасштабная реализация соответствующих технологий на территории страны может противоречить ее интересам. Тем не менее анализ глобальных технологических трендов позволяет получать полезные результаты и является обязательной процедурой в использовании более сложных («тяжелых») методов прогнозирования.

«Тяжелые» методы технологического прогнозирования в энергетике включают в себя методы системного анализа, математического моделирования, анализа рисков и др. Они позволяют получать действительно научно обоснованные результаты: воспроизводимые, логически объясняемые, отражающие причинно-следственные отношения и др. Но эти подходы требуют сложных инструментов и высококвалифицированных исполнителей, дороги и длительны в реализации. Поэтому они в течение долгого времени остаются в нашей стране невостребованными и используются крайне редко. За рубежом же аналогичные подходы получили широкое применение и развиваются. Следует отметить, что в свое время отечественные научные школы занимали лидирующие позиции в мире в области системно-технологических исследований, в разработке методологии и соответствующих математических моделей [1—10].

Однако не должно быть иллюзий относительно эффективности решения всех задач технологического прогнозирования с использованием только математических моделей. Их применение не гарантирует подготовки обоснованных рекомендаций, поскольку задачи НТР энергетике, как правило, много шире и выходят далеко за рамки формулировок математических моделей. Полученные с их помощью результаты, как правило, требуют в дальнейшем глубокого экспертного анализа и осмысления с последующим внесением необходимых корректировок. Математические модели представляют собой исследовательский инструмент, позволяющий решать задачи большой размерности, ускорять выполнение многовариантных расчетов, находить оптимальные решения, далеко не всегда очевидные. В этом их практическая ценность.

Таким образом, можно констатировать, что ускорение научно-технического прогресса (НТП) и появление новых угроз и вызовов повышают актуальность системных исследований технологического развития энергетике. Для решения насущных прогнозных задач целесообразным, видимо, является комбинирование «легких» (экспертных) и «тяжелых» (модельных) методов прогнозирования. В связи с этим настоятельно требуется развитие методических положений системно-технологических исследований в энергетике, сформулированных, в частности, в работах [1—10]. Весомую основу для этого дает опыт ИНЭИ РАН в разработке документов стратегического планирования в энергетике: Прогноза научно-технологического развития отраслей ТЭК России на период до 2035 года (утвержден приказом Министра энергетике России 14 октября 2016 г.); Энергетической стратегии России до 2035 года (передана на рассмотрение в Правительство РФ),

стратегий и схем развития отраслей ТЭК (электроэнергетики, газовой отрасли), а также Прогноза научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года (утвержден Председателем Правительства Российской Федерации, резолюция № ДМ-П8-5 от 3 января 2014 г.), подготовленного (в части энергетики) при активном участии сотрудников ИНЭИ РАН [11].

Цели и задачи системно-технологических исследований в энергетике

Основными целями системно-технологических исследований в новых условиях являются: 1) формирование научно обоснованного видения необходимой трансформации технологической структуры ТЭК страны, обеспечивающей устойчивое развитие ТЭК в стратегической перспективе; 2) обоснования приоритетных направлений научно-технической политики в энергетике для выполнения требований национальной безопасности.

Для достижения первой цели требуется решение традиционных задач по оценке влияния НТП на развитие отраслей ТЭК, обеспеченных известными подходами и инструментариями, достаточно хорошо формализованными и успешно применяемыми. Необходимость дальнейшего совершенствования этих подходов и инструментария диктуется наблюдаемыми изменениями внешних условий, появлением новых классов технологий и др. Достижение второй цели осложняется существенно меньшей методической проработанностью и ограниченностью применения формализованных подходов, что предопределяет актуальность активизации методической работы в данной области.

Предлагаемая по итогам исследований технологическая структура отечественной энергетики должна обладать достаточными адаптационными возможностями и необходимым уровнем технологической независимости, которые гарантировали бы ей устойчивое и адаптивное развитие (Sustainable and Resilient Development) на всю рассматриваемую перспективу в широком диапазоне возможных внешних воздействий.

Ключевой составляющей системно-технологических исследований является научно-технологическое прогнозирование. Полученные результаты должны создать основу для разработки а) прогноза научно-технологического развития энергетики, б) реализующей его энергетической политики (в части ее научно-технической составляющей). При этом под прогнозом НТР энергетики понимается целостная система научно обоснованных представлений об основных направлениях и ожидаемых результатах научно-технологического

развития отраслей ТЭК страны на долгосрочную перспективу, а не простая совокупность предложений (проектов) по разработке перспективных энергетических технологий. Разработка прогноза НТР энергетики (НТРЭ) предполагает решение двух тесно взаимосвязанных задач: 1) определение приоритетных энергетических технологий для развития энергетики страны на долгосрочную перспективу и 2) выбор из них технологий для разработки в стране. Для их решения требуются различные подходы и разное информационное обеспечение.

Основными объектами научно-технологического прогнозирования в энергетике являются энергетические технологии. В энергетических исследованиях, отечественных и зарубежных, сложилась практика трактовки данного термина в широком смысле, т.е. как технологии (метода, способа) и как технических средств, ее реализующих. Конкретное содержание данного понятия и уровень обобщения (агрегирования) его содержания (рассматриваемых технологий) определяется решаемыми задачами. Так, при разработке Энергетической стратегии страны целесообразно иметь дело с обобщенными энергетическими технологиями (газовая электрогенерация, переработка нефти и др.). При разработке прогноза НТР энергетики приходится рассматривать конкретные типы энергетических установок (например, парогазовые установки) и основного энергетического оборудования (например, газовые турбины). При определении критических технологий и приоритетных научно-технических разработок необходимо иметь дело с элементами технологического оборудования (например, лопатками газовых турбин), конструкционными и функциональными материалами (например, жаропрочными сталями, термобарьерными покрытиями) и технологиями их изготовления.

Стратегическая перспектива, на которую должны разрабатываться научно-технологические прогнозы, определяется длительностью жизненного цикла новых технологий. В общем случае жизненный цикл включает в себя:

- научные исследования (фундаментальные, поисковые, прикладные);
- опытно-конструкторские работы (в том числе тестирование технологий на пилотных установках);
- освоение промышленного производства нового оборудования;
- сооружение энергоустановок и их эксплуатацию;
- выведение оборудования из эксплуатации по завершении срока службы и его последующую утилизацию.

При таком понимании жизненного цикла для многих энергетических технологий он оказывается чрезмерно длительным. Например,

срок службы ТЭС составляет 30—40 лет и более, срок службы АЭС достигает 50—60 лет, а ГЭС превышает 100 лет. С учетом стадии НИОКР и периода вывода оборудования из эксплуатации жизненный цикл АЭС также превысит 100 лет. Неопределенность исходной научно-технической и технико-экономической информации, а также внешних условий и ожидаемых эффектов быстро возрастает с расширением рассматриваемого периода. Поэтому перспектива для выполнения прогнозных технологических исследований в энергетике может быть ограничена 25—30 годами. Исследования на более отдаленную перспективу являются интересными, но во многом спекулятивными.

Основными задачами системно-технологических исследований в энергетике являются (рис. 1.7):

1) выявление на основе мониторинга НТП базовых научно-технологических тенденций в развитии мировой и отечественной энергетики;

2) формирование сценариев внешних условий долгосрочного развития отечественной энергетики на основе анализа внешних угроз и вызовов, влияния НТП на внутренний и внешний спрос на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) и ресурсную базу энергетики и т.д.;

3) анализ производственно-финансового состояния отраслей ТЭК;

4) формирование состава перспективных энергетических технологий для последующих исследований приоритетов развития отечественной энергетики;

5) прогнозирование технико-экономических показателей перспективных энергетических технологий (включая выявление барьеров для их достижения и возможностей их преодоления);

6) системное сопоставление конкурирующих технологий для каждого сценария внешних условий с определением рационального (оптимального) состава технологий и масштабов их применения, требований к их технико-экономическим показателям;

7) оценка системных эффектов от крупномасштабного внедрения новых энергетических технологий;

8) обоснование состава приоритетных технологий для развития энергетики страны;

9) выбор технологий для разработки в стране, выявление критически важных технологий (элементов оборудования, систем управления и т.п.) для выполнения требований национальной безопасности к энергетике, определение первоочередных направлений научно-технологических разработок;

10) подготовка предложений по научно-технической политике в энергетике страны.



Рис. 1.7. Состав задач и алгоритм прогнозирования научно-технологического развития энергетики страны

Алгоритм прогнозирования научно-технологического развития энергетики

Мониторинг НТП в энергетике. Мониторинг НТП имеет целью выявить базовые научно-технологические тенденции в развитии мировой и отечественной энергетики, в том числе только зарождающиеся, и на этой основе сформировать видение технологического развития отрасли на кратко-, средне- и долгосрочную перспективы. Полученные результаты составляют информационную основу для последующего решения прогнозных задач.

Для достижения указанных целей необходимо выполнить анализ

- результатов НТП в разработке новых энергетических технологий, в том числе по составу разрабатываемых технологий, достигнутым и ожидаемым показателям (в динамике);
- результатов эксплуатации крупных экспериментальных и демонстрационных энергетических установок и функционирования демонстрационных зон;
- прогнозируемых значений технико-экономических характеристик новых энергетических технологий и планируемых сроков их достижения;
- прогнозируемых масштабов применения новых энергетических технологий и сроков выведения их на рынок и др.

Результаты выполненного анализа позволяют сформировать множество *возможных энергетических технологий* $J^{возм}$, которые в принципе могут найти применение в энергетике в долгосрочной перспективе.

Важной задачей мониторинга НТП является выделение из состава возможных энергетических технологий *прорывных*, успешная разработка и массовое внедрение которых позволят совершить технологическую революцию в энергетике, кардинально изменить ее технологическую и пространственную структуры и основные свойства, экономические и экологические характеристики производства и потребления топлива и энергии. Создание в стране прорывных технологий могло бы обеспечить долгосрочные конкурентные преимущества отечественным производителям энергетической техники на внутреннем и внешнем рынках. Таким технологиям должно отдаваться предпочтение при формировании долгосрочных программ развития науки и техники в стране.

Для выявления базовых тенденций может привлекаться широкий набор методов и средств, включая библиометрический, патентный и научно-технический анализы, экспертный опрос, дискуссионные панели и др. Затем следует дать научное обоснование выявленным тенденциям, установить их причинно-следственные связи. Это позво-

лит сформировать видение долгосрочного технологического развития энергетики.

Мониторинг также призван выявить основные зарубежные и отечественные организации и компании, являющиеся лидерами в разработке новых энергетических технологий.

Формирование сценариев внешних условий для технологического развития энергетики страны и возможных ограничений. Сценарии призваны определить целевые установки и ограничения для развития энергетики на долгосрочную перспективу и подготовить соответствующую исходную информацию для выполнения последующих этапов технологического прогнозирования. В число важнейших компонентов подготовки сценарных условий входят: анализ внешних угроз и вызовов для развития отечественной энергетики; оценка прогнозного спроса на ТЭР (на внутреннем и внешних рынках); анализ характеристик ресурсной базы отечественной энергетики; определение прочих ограничений на развитие энергетики страны (экологических, финансовые и др.). Сценарный подход позволяет весьма простым способом достаточно корректно учесть неопределенность внешних условий.

Выявление и анализ внешних угроз и вызовов определяет основу для разработки сценариев. При этом особое внимание необходимо уделить анализу влияния НТП на развитие энергетики, включая производство и потребление энергии и ее передачу на дальние расстояния. Следует также принимать во внимание, что НТП часто открывает новые перспективы для развития отечественной энергетики, в частности, расширяются возможности для экспансии отечественных ТЭР на мировые энергетические рынки, формируются новые рынки, появляются условия для вовлечения в топливно-энергетический баланс (ТЭБ) новых видов ТЭР и т.д. Кроме того, НТП в других отраслях экономики способен заметно влиять на спрос на энергию и мощность в сторону как повышения (новейшие примеры: электромобили, блокчейн), так и снижения (энергоэффективные технологии, накопители энергии и др.).

На основе анализа внешних угроз и вызовов для развития энергетики страны должны быть определены требования национальной безопасности к ней. Они включают в себя требования по обеспечению а) энергетической безопасности страны, б) научной и технологической независимости отраслей ТЭК. Индикаторы, определяющие требования национальной безопасности к энергетике страны, могут быть получены из соответственных документов (Доктрина энергетической безопасности России, Энергетическая стратегия России и др.). На основе полученной информации могут быть сформированы ограничения на объемы импорта (b_{ij}^{imp}) отдельных видов энергетиче-

ского оборудования/технологий (x_{ij}), т.е. $x_{ij} \leq b_{ij}^{imp}$ ($j \in J$, где J — множество рассматриваемых технологий). Таким же образом могут быть введены предпочтения на объемы обязательного внедрения отечественного оборудования (b_{ij}^{ru}), т.е. $x_{ij} \geq b_{ij}^{ru}$.

Прогнозный спрос на ТЭР на внутреннем и внешних рынках формируется путем анализа стратегических документов, определяющих долгосрочные прогнозы развития энергетики страны (Энергетическая стратегия России и др.) или расчетным путем с использованием соответствующего инструментария, например [12,13]. Спрос дезагрегируется по энергетическим продуктам i ($i \in I^{prod}$, где I^{prod} — множество рассматриваемых продуктов) и регионам r ($r \in R$, где R — множество рассматриваемых регионов). Для каждого i -го продукта формируется «кривая спроса» $b_{ri} = f_{ri}(t)$, $t \in T$, где T — период прогнозирования. При этом требуется анализ влияния НТП на внутренний и внешний спрос на добываемые в стране ТЭР. Также определяются прогнозные ценовые факторы внутреннего и внешнего рынков ТЭР.

Прогнозные характеристики ресурсной базы ТЭК должны обеспечить корректное сопоставление конкурирующих технологий добычи. Ресурсы дифференцируются по видам топлива и энергии (для ВИЭ) i ($i \in I^{res}$, где I^{res} — множество рассматриваемых энергетических ресурсов) и регионам r . Топливные ресурсы характеризуются суммарными объемами B_{ri} и ограничениями на их ежегодное извлечение b_{rri} . Ресурсы возобновляемых источников энергии (ВИЭ) описываются только размером возможного ежегодного использования.

В общем случае энергоресурсы существенно различаются по своей «стоимостной» характеристике. Она позволяет дифференцировать интегральные (суммарные) запасы ресурсов по стоимости их извлечения. Такая характеристика строится для каждого вида ресурса. Описание может быть непрерывным или дискретным. Имеющаяся исходная информация по месторождениям ископаемого топлива и «площадным» показателям ВИЭ чаще всего делает целесообразным использование дискретного представления стоимостной характеристики ресурса. Для i -го ресурса стоимостная характеристика имеет вид $c_{ik} = f_{ik}(B_{ik})$, где B_{ik} — объем ресурса k -й стоимостной группы; $k \in K_i$, здесь K_i — число стоимостных групп применительно к i -му ресурсу, т.е. допускается описывать ресурсы различным количеством стоимостных групп. Суммарный объем i -го ресурса $B_i = \sum_k B_{ik}$. Прогнозные характеристики ресурсной базы ТЭК, как технологические, так и стоимостные, могут быть получены путем

обработки соответствующей научно-технической, проектной и корпоративной информации.

Прочие ограничения на технологическое развитие энергетики разнообразны. Среди них особое внимание следует обратить:

- на глобальные (климатические) ограничения — возможное введение для стран юридически обязывающих лимитов на выбросы парниковых газов, что способно кардинально деформировать технологическую структуру энергетики в сторону малоуглеродных или вовсе безуглеродных технологий;
- финансовые ограничения — доступность и условия привлечения внешних финансовых ресурсов, которые во многом определяют возможности отрасли в технологическом развитии;
- институциональные ограничения, обусловленные актуальной нормативно-правовой средой, определяющие требования к применяемым энергетическим технологиям и системам (технологическое регулирование, природоохранное нормирование, государственные преференции, запреты и др.).

Анализ производственно-финансового состояния отраслей ТЭК страны. Оценка текущего технического состояния отраслей ТЭК необходима для определения объемов вывода действующих производственных мощностей в отраслях ТЭК и замещения их вновь вводимыми мощностями, в том числе основанными на новых технологиях. Для многих отраслей ТЭК получение таких оценок представляет собой актуальную задачу, поскольку в них объемы замещения выбывающих мощностей в определенные периоды времени могут превышать объемы новых вводов. Структура установленных производственных мощностей по видам используемых технологий на начало прогнозного периода может быть представлена абсолютными значениями мощностей b_j^0 , где j — технология. Суммарная установленная мощность $b^0 = \sum_j b_j^0$. Для оценки потенциальных объемов вывода

действующих мощностей нужно знать структуру производственных мощностей не только по видам технологического оборудования, но и по годам его ввода.

Оценки текущего финансового состояния отраслей ТЭК позволяют судить об их ресурсной готовности к технологическому перевооружению и развитию.

Информационное обеспечение анализа текущего производственно-финансового состояния отраслей ТЭК может базироваться на результатах обработки данных государственной статистики и корпоративных данных.

При решении задач технологического прогнозирования может потребоваться анализ производственно-финансового состояния

отраслей ТЭК в прогнозный период для оценки ресурсной обеспеченности (наличия собственных ресурсов) их дальнейшего технологического развития. Информацией для этого служат расчетные результаты, полученные на этапе системного сопоставления конкурирующих технологий, а также данные, определенные в процессе формирования сценарных условий (в частности, ценовые факторы внутреннего и внешнего рынков ТЭР).

Отбор перспективных энергетических технологий. Множество возможных энергетических технологий всегда является излишне обширным для дальнейшего рассмотрения. Опыт показывает, что обычно большинство образующих его технологий оказываются достаточно близкими, базируются на одних и тех же физических принципах и имеют одну и ту же технологическую основу. Они могут быть агрегированы без потери качества. Кроме того, многие технологии априори не являются приемлемыми для применения в энергетике России по тем или иным причинам (наличие ресурсных ограничений и др.) или находятся еще на слишком ранних стадиях разработки и не успеют выйти на рынок в рассматриваемый период. Поэтому актуальной является задача выбора из состава возможных технологий ограниченного числа *перспективных технологий* (множество $J^{\text{персп}} \subseteq J^{\text{возм}}$) для последующих исследований. Данная задача может решаться на основе экспертного анализа.

При формировании состава перспективных технологий принимается во внимание достаточно большое количество факторов, в том числе возможность кардинального улучшения в обозримой перспективе их технико-экономических характеристик, ввод с их помощью в ТЭБ новых видов ТЭР и формирование новых рынков, существенное повышение эффективности (энергетической, экономической, экологической) отрасли, решение проблем национальной безопасности и др. В составе перспективных технологий желательно видеть прорывные технологии, конечно, если на то имеются соответствующие основания.

Прогнозирование технико-экономических характеристик перспективных технологий имеет целью подготовить информацию для последующего выполнения системного сопоставления конкурирующих технологий. При этом требуется определить:

- прогнозные значения технико-экономических показателей технологий c_t в рассматриваемый период времени $t \in T$, где T — период прогнозирования;
- зависимость технико-экономических показателей технологий от масштабов внедрения, т.е. $c = f_b(B)$, где B — объемы внедрения технологии;

- зависимость технико-экономических показателей от единичной мощности установки, т.е. $c = f_p(P)$, где P — единичная мощность установки;

- зависимость технико-экономических показателей технологий от вложений в ее разработку (затрат на НИОКР), т.е. $c = f_k(K)$, где K — объемы затрат на разработку технологии.

Для оценки потенциала технического совершенствования рассматриваемых технологий необходимо иметь информацию

а) о теоретических пределах их совершенствования (например, теоретический КПД теплоэнергетических установок),

б) о технически достижимых показателях в прогнозный период, определяемых результатами НТП в смежных отраслях (материаловедения и др.).

Оценки этих показателей могут быть получены преимущественно экспертным путем на основе анализа результатов исследований в соответствующей области, а также с привлечением формальных методов, например термодинамического анализа.

Системное сопоставление конкурирующих технологий представляет собой ключевой этап прогнозирования научно-технологического развития энергетики страны. На этом этапе для каждого сценария внешних условий выполняется сопоставление рассматриваемых технологий и определяются наиболее эффективные (оптимальные) из них, т.е. формируется множество технологий $J_s^{opt} \subseteq J^{персп}$, где s — номер сценария, $s \in S$, здесь S — множество рассматриваемых сценариев. Расчеты производятся с применением технико-экономических методов и математических моделей.

Необходимость системного сопоставления технологий обусловлена особенностями отрасли. Они заключаются в том, что энергетические технологии достаточно тесно взаимосвязаны между собой и образуют энергетические системы. Эти связи многообразны, например физические, технологические, финансовые и др. Физические связи технологий реализуются посредством материальных и энергетических потоков, при этом формируются специализированные системы (электроэнергетические, газотранспортные и др.). Технологические связи проявляются в многопродуктовых производствах (когенерация, нефтепереработка и др.). Режимы функционирования систем связывают технологии производства и потребления, балансируя спрос и предложение энергии в реальном времени (например, суточные графики электрических нагрузок). Процесс энергозамещения описывается в рамках топливно-энергетического баланса и т.п.

В простейшем случае, если воздействия конкурирующих технологий на систему являются малоразличимыми, их сопоставление между собой в целях выбора приоритетных может быть осуществ-

влено путем попарного сравнения технологий с использованием традиционных методов технико-экономического анализа. При этом обязательным условием является приведение сравниваемых технологий к одинаковому производственному эффекту. В противном случае требуется системное сопоставление конкурирующих технологий с привлечением методов математического моделирования. При этом рассматривается единая энергетическая система, представляющая собой «движение» топлива и энергии от добычи (извлечения) до конечного потребления. Принципиальная технологическая структура такой системы приведена на рис. 1.8.

В рассматриваемой системе выделяются три больших сектора: 1) добычи ТЭР; 2) преобразования ТЭР и 3) конечного потребления ТЭР. Такое разделение обусловлено объективными причинами: различным составом производимых продуктов и используемых технологий, а также разными условиями конкуренции в этих секторах. Выделение сектора конечного потребления необходимо для включения энергосбережения в число основных проблем, рассматриваемых при прогнозировании развития энергетики. Таким образом удастся корректно рассмотреть конкуренцию энергосберегающих технологий с технологиями производства и преобразованиями ТЭР.

С использованием математической модели, описывающей представленную систему, можно определить оптимальный (рациональный) состав приоритетных технологий для развития энергетики страны на долгосрочную перспективу. Выбор осуществляется путем решения следующей задачи, формальная постановка которой в принципиальном виде представлена ниже (для упрощения записи без учета регионального деления страны).

Найти минимум дисконтированных затрат на развитие энергетики страны

$$\min Z = \sum_t \sum_j c_{tj} x_{tj}, \quad t \in T, j \in J^{\text{персп}} \quad (1.1)$$

при условиях

$$\sum_j a_{tij} x_{tj} \leq b_{ti}, \quad i \in I^{\text{pec}}, t \in T, j \in J^{\text{персп}}; \quad (1.2)$$

$$\sum_j a_{tij} x_{tj} \geq b_{ti}, \quad i \in I^{\text{прод}}, t \in T, j \in J^{\text{персп}}; \quad (1.3)$$

$$x_{tj} \geq 0, \quad (1.4)$$

где x_{tj} — объем применения j -й технологии в t -й период; c_{tj} — удельные приведенные затраты на j -ю технологию в t -й период; a_{tij} — потребление i -го ресурса ($i \in I^{\text{pec}}$) или производство i -го продукта

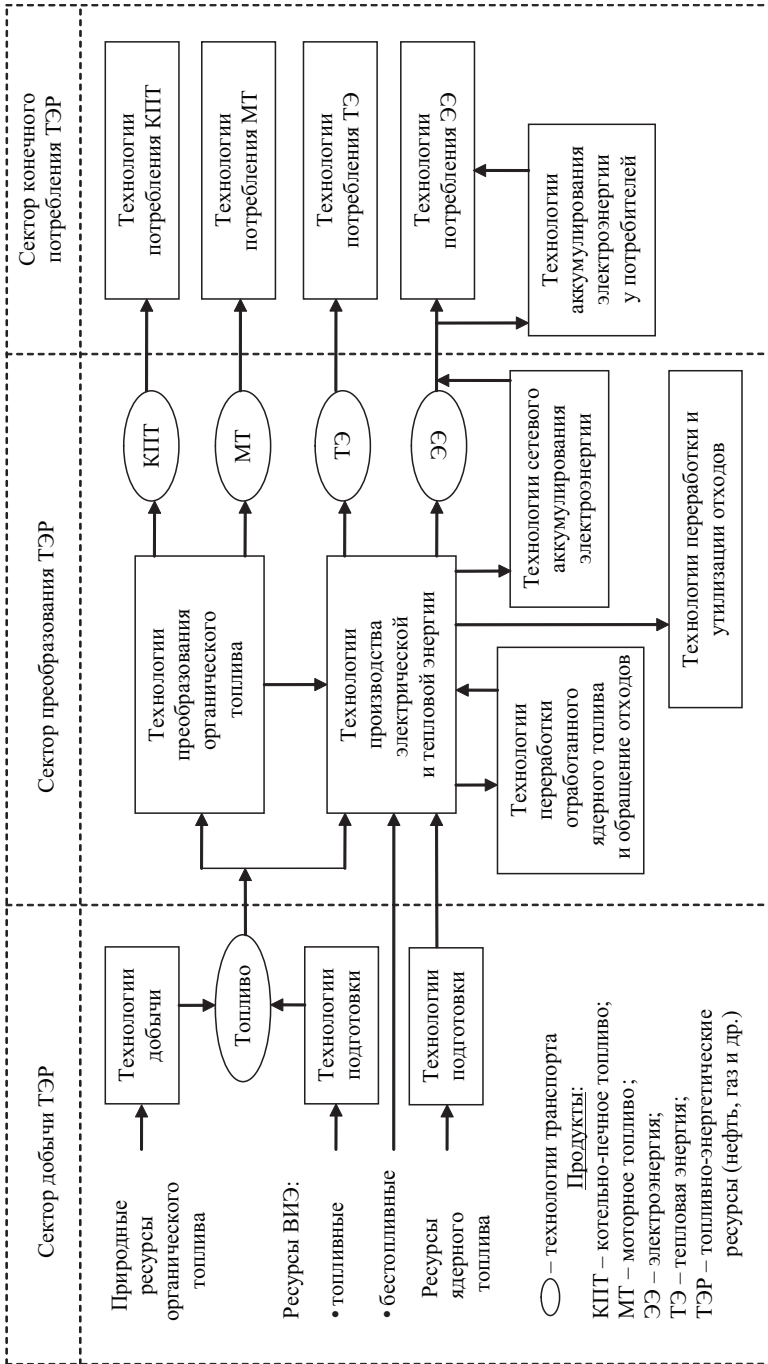


Рис. 1.8. Принципиальная технологическая структура энергетической системы

$(i \in I^{\text{прод}})$, j -й технологией в t -й период; b_{ti} — ограничение на объем i -го ресурса ($i \in I^{\text{рес}}$) или необходимый объем производства i -го продукта ($i \in I^{\text{прод}}$) в t -й период.

Здесь множества и индексы обозначены следующим образом: $J^{\text{персп}}$ — множество рассматриваемых перспективных технологий; j — индекс технологии, $j \in J^{\text{персп}}$; i — индекс ресурса ($i \in I^{\text{рес}}$) или продукта ($i \in I^{\text{прод}}$); T — множество рассматриваемых периодов (лет); t — индекс периода ($t \in T$).

Критерием принятия решения является минимум приведенных затрат на развитие и функционирование энергетики страны за весь прогнозный период.

Решение задачи при условиях (1.1)—(1.4) позволит найти оптимальное значение вектора x , т.е. определить оптимальный состав приоритетных технологий для долгосрочного развития отечественной энергетики, а также оптимальные масштабы и сроки их внедрения.

Оценка системных эффектов. Крупномасштабное внедрение новых энергетических технологий обычно сопровождается возникновением разнообразных системных эффектов в энергетике, экономике, социальной сфере, окружающей природной среде и др. Эти эффекты проявляются в результате воздействия отдельных технологий на систему в целом. Степень таких воздействий может быть столь значительной, что они способны кардинально изменить выводы о целесообразности внедрения той или иной технологии, полученные на основе формальных решений на предыдущем этапе исследований. Очевидно, что в наибольшей степени системные эффекты проявляются при крупномасштабном внедрении новых технологий.

Принципиальной особенностью системных эффектов является то, что далеко не всегда они могут быть корректно формализованы и учтены в используемых формальных инструментах. Зачастую проще оценить их с помощью внешних процедур, а не пытаться их описать в составе математических моделей. Тем более, что системные эффекты по своей природе разнообразны и индивидуальны для каждого класса технологий. Они могут быть технологическими, экономическими, экологическими и т.п. Сила и последствия их проявления для разных технологий могут существенно различаться. Тем не менее, если удастся корректно формализовать системные эффекты и отразить это в модельном описании без чрезмерного его перегрузения, то такой возможностью не следует пренебрегать.

В энергетике причиной возникновения системных эффектов является ее тесная технологическая взаимосвязанность. Примерами возникновения системных эффектов в энергетике служат:

- массовое применение возобновляемых источников энергии со стохастической энергоотдачей (солнечная, ветровая энергия) требует адекватного увеличения в энергосистеме резервных генерирующих мощностей и дополнительного повышения пропускной способности ЛЭП, а часто и изменения конфигурации электрических сетей;
- вытеснение угля газом у потребителей ведет к росту добычи последнего и увеличению пропускной способности газотранспортной системы;
- развитие распределенной генерации сокращает потребности в магистральной передаче электроэнергии, но требует развития системы газоснабжения;
- добыча тяжелой нефти связана с существенными изменениями в нефтетранспортной системе и нефтепереработке.

Оценки системных эффектов ΔZ_{ij}^{sys} при применении j -й технологии могут быть получены из анализа результатов модельных исследований при наличии ($x_{ij} > 0$) и отсутствии ($x_{ij} = 0$) рассматриваемой технологии в системе, т.е. $\Delta Z_{ij}^{sys} = Z|_{x_{ij}=0} - Z|_{x_{ij}>0}$.

Другие типы системных эффектов — экологические и социальные, которые еще называют «внешними эффектами» или «экстерналиями» («externalities»), могут учитываться путем оценки так называемых «внешних затрат» («external cost») в стоимости энергии. Разработаны различные подходы к их определению [14, 15].

Выбор приоритетных технологий для развития энергетики страны осуществляется на основе анализа результатов системного сопоставления конкурирующих технологий по всем рассмотренным сценариям S . Выбранные (оптимальные) для каждого сценария $s \in S$ технологии (множества J_s^{opt}) ранжируются на три группы: 1) технологии, вошедшие в оптимальный план во всех сценариях, т.е. применяемые во всех сценариях (инвариантные к сценариям); 2) технологии, которые целесообразно применять в нескольких сценариях; 3) технологии, используемые только в одном сценарии (рис. 1.9). Из экспертного анализа результатов ранжирования с привлечением дополнительной информации (сценарных условий изменения внешней среды, технического состояния отраслей ТЭК и др.) определяются приоритетные технологии для развития энергетики страны на долгосрочную перспективу.

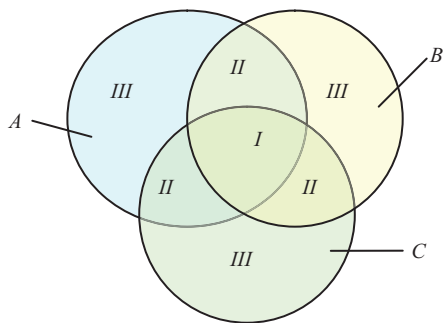


Рис. 1.9. Ранжирование технологий по группам:

I — технологии для всех сценариев; *II* — технологии для нескольких сценариев; *III* — технологии для конкретных сценариев; *A, B, C* — сценарии внешних условий

Полученная информация составляет основу для разработки *прогноза научно-технологического развития отраслей ТЭК страны*. Однако она позволяет решить только первую задачу — выбора приоритетных энергетических технологий для развития энергетики страны на долгосрочную перспективу. Решение второй основной задачи разработки прогноза НТР энергетики — обоснование состава технологий для создания в стране — требует иных подходов и иного информационного обеспечения, что обсуждается ниже.

Выбор технологий для разработки в стране. В общем случае развитие отечественной энергетики может базироваться на отечественном, лицензионном и импортном оборудовании. Это предполагает следующие технологические альтернативы:

- разработка отечественных технологий и организация производства соответствующего оборудования и необходимых материалов на территории страны;
- технологическое заимствование (трансфер) зарубежных технологий с локализацией производства оборудования и материалов в стране;
- прямой импорт энергетического оборудования (систем управления, программных продуктов и др.), а также сервисных услуг.

На собственные разработки новых энергетических технологий требуются значительные ресурсы и много времени, но при этом обеспечиваются повышение научно-технологического уровня страны и потенциальное расширение ее экспортных возможностей в отношении наукоемкой и высокотехнологичной продукции. Заимствование технологий позволяет экономить ресурсы и время, вывести на отечественный рынок новое оборудование, производимое в стране. Однако это чревато консервацией технологического отставания оте-

чественного энергомашиностроения. Крупномасштабный импорт основного энергетического оборудования неизбежно ведет к потере научно-технологической независимости отраслей ТЭК страны. Он допустим только в очень ограниченных объемах.

Поиск разумного компромисса между указанными направлениями технологического развития отраслей ТЭК представляет собой актуальную задачу, решение которой может осуществляться путем экспертного анализа результатов системного сопоставления конкурирующих технологий и дополнительных факторов. При этом наиболее важным является обоснование состава новых технологий, разработку которых целесообразно вести в стране с последующей организацией производства соответствующего оборудования на отечественных предприятиях. Для этого нужно знать научно-технические и производственные возможности страны. Кроме того, необходимы оценки экспортного потенциала новых отечественных технологий, рисков их разработки, мультипликативных эффектов в смежных отраслях экономики. Они рассмотрены ниже.

Результатом решения данной задачи является обоснование состава технологий для разработки в стране. При этом целесообразно выделять так называемые «критические технологии», для разработки которых требуется создание государством особых условий. Критическими следует считать технологии, отсутствие которых создает угрозу национальной безопасности страны, прежде всего в таких ее аспектах, как обеспечение энергетической безопасности и технологической независимости отраслей ТЭК, а также ограничивает развитие важных секторов отечественной энергетики.

Анализ научного и производственного потенциала имеет целью определить принципиальные возможности для разработки в стране тех или иных перспективных энергетических технологий и освоения отечественной промышленностью выпуска соответствующего оборудования, включая ожидаемые сроки и требуемые для этого ресурсы. Здесь важны имеющиеся научные заделы, производственная база, кадровое обеспечение.

Оценки экспортного потенциала новых отечественных технологий необходимы для определения возможных объемов выпуска соответствующего оборудования на предприятиях на территории страны. От этого зависит интерес отечественных машиностроительных компаний к освоению производства такого оборудования, что часто требует значительных вложений. Для многих технологий, как отмечалось выше, емкость внутреннего рынка оказывается недостаточной для организации рентабельного производства требуемых материалов и оборудования.

Оценки экспортного потенциала нового отечественного энергетического оборудования могут быть получены на основе анализа имеющихся прогнозов технологического развития мировой энергетики на долгосрочную перспективу, что позволяет оценить спрос на новое оборудование. В то же время из анализа программ стратегического развития мировых лидеров в производстве и разработке нового энергетического оборудования можно судить о возможной в будущем динамике вывода нового оборудования на мировые рынки и его характеристиках, а также о будущих конкурентах.

Анализ рисков разработки новых технологий имеет целью определение потенциальных потерь, связанных с недостижением намеченных показателей или увеличением сроков разработки. Потери могут быть прямыми (потери средств, затраченных на НИОКР) и косвенными (потери, связанные с невыводом или задержкой вывода технологии на рынок). Требуется создание специальной методики риск-анализа разработки новых энергетических технологий. При этом нужно учитывать синергетические эффекты (как положительные, так и отрицательные) от одновременной разработки нескольких новых технологий, а также экономическую эффективность мероприятий по снижению рисков и компенсации ожидаемых потерь (страхование, хеджирование и др.).

Необходима также *оценка мультипликативных эффектов в экономике страны*, возникающих в результате разработки и крупномасштабного внедрения новых отечественных энергетических технологий (подготовлено совместно с В.А. Малаховым). Инновационная деятельность в энергетике оказывает существенное влияние на развитие многих отраслей экономики. Во многом это обусловлено ее большой капиталоемкостью. Интенсификация разработок новых технологий и последующая организация массового производства инновационных материалов и оборудования требуют дополнительных затрат, причем как государства, так и компаний. Помимо потребности в больших объемах инвестиционных ресурсов инновационные проекты в энергетике характеризуются длительными периодами их возврата. Существенной особенностью инновационной политики в энергетике является преимущественно междисциплинарный и межотраслевой характер выполняемых НИОКР.

Оценки общественной (народнохозяйственной) эффективности инвестиций в создание приоритетных (критических) технологий и их массовое внедрение в энергетику страны должны стать неотъемлемой частью исследований, обосновывающих выбор приоритетов в технологическом развитии энергетики страны. Следует отметить, что в научном плане данная проблема пока остается слабо проработанной.

Учет мультипликативных эффектов способен существенно повлиять на состав выбираемых приоритетных технологий. При учете таких эффектов в общем случае изменяются показатели конкурентоспособности рассматриваемых технологий (суммарные затраты на технологию в течение ее жизненного цикла, точка равноэкономичности с конкурирующей технологией и др.).

При оценке мультипликативных эффектов от разработки приоритетных технологий следует учитывать не только потенциальную экономическую выгоду от их внедрения в стране, но и возможные макроэкономические ущербы, связанные с ограничением доступа к ним (включая прекращение сервисного обслуживания импортного оборудования и негативное воздействие на системы управления им). При определенных условиях внешнеполитические и внешнеэкономические факторы могут создать реальную угрозу национальной безопасности страны, прежде всего в таких ее аспектах, как энергетическая безопасность, научная и технологическая независимость отраслей ТЭК.

Суммарный (общий) мультипликативный эффект в экономике от разработки и реализации приоритетных технологий в энергетике включает в себя а) прямой и б) макроэкономический (косвенный) эффекты, причем значение последнего может в разы превышать значение первого. Прямой эффект связан с ростом добавленной стоимости при увеличении инвестиций в модернизацию и расширение производственных мощностей в энергетике и прогнозируемом росте объемов производства энергоносителей. Макроэкономический эффект обусловлен общим ростом производства в стране вследствие увеличения инвестиционной активности в отраслях ТЭК.

Факторами общего народнохозяйственного эффекта инвестиций в разработку и реализацию приоритетных энергетических технологий являются:

1) возможный рост экспорта отечественного высокотехнологичного оборудования;

2) прирост чистой стоимости отраслей ТЭК вследствие снижения удельных текущих затрат отраслей и роста производственных мощностей при внедрении новых технологий (прямой эффект);

3) возможный рост экспорта ТЭР, высвобождающихся в результате повышения эффективности энергетического производства;

4) межотраслевой мультипликативный эффект от увеличения инвестиций в отраслях ТЭК, т.е. рост производства в отраслях инвестиционного комплекса (машиностроении, металлургии, строительстве, проектировании) и по цепочке межотраслевых связей во всех

остальных отраслях экономики, обусловленный увеличением заказов на инвестиционные товары и услуги;

5) изменение цен на ТЭР при модернизации отраслей ТЭК, следствием чего является интенсификация (уменьшение) роста инвестиций и производства в экономике из-за снижения (увеличения) ценовой нагрузки на производственных потребителей топлива и энергии.

Эффект от фактора 1) определяется на основе количественного анализа потенциальных ниш на мировых рынках для экспорта результатов разработки рассматриваемых приоритетных технологий (отечественных НИОКР и связанных с ними технологий, материалов, машин и оборудования). Этот анализ требует соответствующего информационного обеспечения и расчетного инструментария и должен стать важным элементом разрабатываемой системы технологического прогнозирования в энергетике.

Эффекты от факторов 2) и 3) определяются на основе широко применяемой методики оценки коммерческой эффективности инвестиционных проектов с использованием конкретных расчетных параметров внедряемой приоритетной технологии при формировании сценариев развития отраслей ТЭК.

Для определения межотраслевого мультипликативного эффекта инвестиций в ТЭК на цели разработки и внедрения приоритетных технологий и оценки соответствующего влияния изменения цен на ТЭР на прочие отрасли экономики страны [факторы 4) и 5)] требуется использование специальной методики и модельно-информационных средств, обеспечивающих корректное исследование взаимного влияния энергетики и экономики.

Подготовка предложений по научно-технической политике в энергетике. Научно-техническая политика является одной из важнейших составляющих *энергетической политики* в стране. Ее основная цель заключается в создании в стране благоприятных условий для разработки отобранных на предыдущем этапе технологий и освоения производства соответствующего оборудования отечественной промышленностью. Это должно создать технологическую основу для технического перевооружения отечественной энергетики и ее дальнейшего развития преимущественно на базе отечественного оборудования. В свою очередь, это должно гарантированно обеспечить выполнение требований национальной безопасности (в части научной и технологической независимости отраслей ТЭК и энергетической безопасности страны).

Для достижения поставленной цели требуется выполнить *анализ имеющейся институциональной среды* в области энергетики и подготовить предложения по ее дальнейшему развитию. В первую очередь

это касается инновационной сферы. При этом важно выявить нормативно-правовые барьеры, препятствующие технологическому развитию энергетики страны, и подготовить предложения по их снятию. Нужно создать благоприятные условия для интенсификации в стране научно-технологических разработок в интересах энергетики, повысить заинтересованность энергетических компаний в сооружении полномасштабных опытно-промышленных установок и организации их опытной эксплуатации.

Выше рассмотрены методологические аспекты системных исследований приоритетов научно-технологического развития энергетики в изменившихся условиях. Представляется, что реализация их позволит повысить обоснованность отбора приоритетных технологий для развития отечественной энергетики и выбора среди них технологий для разработки в стране и организации на территории страны производства соответствующих материалов и оборудования. Это будет способствовать повышению эффективности и устойчивости развития энергетики страны на долгосрочную перспективу, развитию отечественного энергомашиностроения и других отраслей промышленности, выполнению требований национальной безопасности применительно к отраслям ТЭК. Результаты системно-технологических исследований дают научную основу для формирования эффективной энергетической политики в стране и ее реализации через разработку соответствующей нормативно-правовой базы.

Список литературы

1. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике / Л.А. Мелентьев. М.: Наука, 1983.
2. **Макаров А.А.** Топливо-энергетический комплекс: методы исследования оптимальных направлений развития / А.А. Макаров, А.Г. Вигдорчик. М.: Наука, 1979.
3. **Макаров А.А.** Научно-технологические прогнозы и проблемы развития энергетики России до 2030 года / А.А. Макаров // Вестник РАН. 2009. Т. 79. № 3. С. 206—215.
4. **Каганович Б.М.** Эффективность энергетических технологий: термодинамика, экономика, прогнозы / Б.М. Каганович, С.П. Филиппов, Е.Г. Анциферов. Новосибирск: Наука, 1989.
5. **Пути** перехода к чистому энергоиспользованию. Два методических подхода / Л.С. Беляев, Б.М. Каганович, А.Н. Крутов и др. // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1987. № 4. С. 11—22.
6. **Системные** исследования в энергетике в новых социально-экономических условиях / В.П. Булатов, Н.И. Воропай, С.П. Филиппов и др. Новосибирск: Наука, 1995.
7. **Мировая** энергетика и переход к устойчивому развитию / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.П. Филиппов и др. Новосибирск: Наука, 2000.

8. **World energy and transition to sustainable development** / L.S. Belyaev, O.V. Marchenko, S.P. Filippov et al. // Kluwer Academic Publishers. 2002.
9. **Belyaev L.S.** World energy in the XXI century in terms of requirements of sustainable development / L.S. Belyaev, O.V. Marchenko, S.P. Filippov // *Perspective in Energy*. 2002. Vol. 6. P. 83—91.
10. **Энергетика XXI века: условия развития, технологии, прогнозы** / Л.С. Беляев, А.В. Лагереv, В.В. Посекалин и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2004.
11. **Прогноз** научно-технологического развития России: 2030. Энергоэффективность и энергосбережение / А.Ю. Гребенюк, Л.Н. Проскурякова, А.В. Соколов и др.; под ред. Л.М. Гохберга, С.П. Филиппова. М: НИУ ВШЭ, 2014.
12. **Филиппов С.П.** Интегрированный подход к прогнозированию потребностей страны и регионов в энергоносителях на долгосрочную перспективу / С.П. Филиппов // *Вестник СГТУ*. 2008. № 1 (31). С. 13—27.
13. **Филиппов С.П.** Прогнозирование энергопотребления с использованием комплекса адаптивных имитационных моделей / С.П. Филиппов // *Известия РАН. Энергетика*. 2010. № 4. С. 41—55.
14. **ExternE** — Externalities of Energy: Methodology 2005 Update / Edited by Peter Bickel and Rainer Friedrich. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2004.
15. **Externalities and Energy Policy: The Life Cycle Analysis Approach** // Workshop Proceedings, 15-16 November 2001. Paris. France. Paris: Nuclear Energy Agency. OECD Publications, 2001.

1.5. ИНТЕГРИРОВАННЫЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Н.И. Вороний, член-корреспондент РАН, профессор; В.А. Стенников, член-корреспондент РАН, профессор; С.М. Сендеров, доктор технических наук; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Актуальность проблемы. К середине XXI в. в энергетике и энергетических системах следует ожидать кардинальных изменений, связанных не только с внутренними для энергетики трендами (интенсивное развитие инновационных энергетических технологий, качественный сдвиг в масштабах применения интеллектуальных информационно-коммуникационных технологий и средств для управления энергетическими объектами и системами, трансформация принципов создания и функционирования энергетических систем в связи с распространением отмеченных инноваций в энергетической и информационно-коммуникационной областях), но и с принципиальным изменением парадигмы развития и эксплуатации энергетических систем как клиентоориентированных инфраструктурных систем для надежного и эффективного энергоснабжения отраслей экономики и социальной сферы. К инфраструктурным энергетическим системам относятся прежде всего системы электро-, тепло-/холодо- и газоснабжения, имеющие развитую транспортную и распределительную сетевую инфраструктуру. В определенном смысле к инфраструктурным можно отнести системы нефте- и нефтепродуктоснабжения, хотя они не имеют развитых распределительных сетей. К инфраструктурным относятся также системы водоснабжения [1].

Перечисленные энергетические системы можно разделить на три уровня: производственно-транспортные (крупные электростанции и теплоэлектроцентрали, крупные котельные, газовые месторождения, подземные газохранилища, транспортные электрические и трубопроводные сети) — *суперподсистемы*; системы энергоснабжения, представляющие собой территориальные распределительные электрические и трубопроводные сети (городских и сельских районов, крупных промышленных предприятий), до недавнего времени не имевшие энергетических источников, а в последние десятилетия включающие в себя установки распределенной генерации и накопители энергии — *мини-подсистемы*; локальные системы энергоснабжения жилых домов, общественных зданий, небольших промышленных предприятий и других объектов, включающие в себя микроэнергетические источники и локальные накопители энергии, — *микроподсистемы* [1, 2].

Практически в большинстве стран мира в качестве государственной политики технологического развития электроэнергетики и электроэнергетических систем (ЭЭС) будущего объявлена концепция интеллектуальной энергосистемы (Smart Grid) [3]. В России это направление рассматривается как интеллектуальная ЭЭС с активно-адаптивной сетью [4]. Аналогичная технологическая база развивается применительно к системам теплоснабжения [5, 6], а также к системам газоснабжения на всех уровнях — для супер-, мини- и микроподсистем [5, 7]. В целом концепция интеллектуальной энергетической системы базируется на интеграции нескольких инновационных направлений во всех звеньях от производства до потребления различных видов энергии, а именно [1—3]:

- инновационных технологий и установок для производства, хранения, передачи, распределения и потребления энергоресурсов и конечных видов энергии;
- высокоэффективных средств и технологий измерения, сбора, обработки, хранения, передачи и представления информации для целей анализа энергетических объектов и систем и управления ими;
- прогрессивных информационных и компьютерных технологий, а также интернета;
- высокоэффективных методов диагностики и мониторинга состояния энергетических объектов и систем, а также управления их режимами на базе современных подходов теории управления;
- активных потребителей, имеющих возможности оперативного управления собственным энергопотреблением на основе анализа текущей информации о структуре и объемах потребления энергоресурсов и конечных видов энергии, а также о дифференцированных во времени ценах на энергию.

Конечной целью реализации технологической платформы интеллектуальной энергетической системы является радикальное повышение эффективности использования активов инфраструктурных клиентоориентированных энергетических систем, надежности энергоснабжения потребителей и качества поставляемых им энергоресурсов и конечных видов энергии.

В последние десятилетия созданы условия для рассмотрения и формирования интегрированных интеллектуальных энергетических систем как единых технологических комплексов с общей системой управления их режимами и при согласованном их развитии. Технологическая интеграция, прежде всего систем электро-, тепло- и газоснабжения, достигается не только благодаря традиционным факторам интеграции на уровне производства энергии (например, ТЭЦ, производящие электроэнергию и тепло при применении газа в каче-

стве топлива), но и в связи с наличием расширяющегося набора альтернативных технологий использования разных видов энергии для одной и той же цели у потребителей (например, отопление при эксплуатации централизованной теплоснабжающей системы либо электрообогревателей или локальных бытовых теплоисточников на газе) [1].

С учетом отмеченной актуальности рассматриваемой проблемы далее кратко изложено состояние исследований и разработок в области интегрированных интеллектуальных энергетических систем, а также приведены два иллюстрационных примера, демонстрирующие взаимосвязь и взаимозависимость интегрированных систем в аварийных условиях.

Состояние исследований и разработок. В течение последних десятилетий специалистами активно исследуется и развивается проблема создания интеллектуальных ЭЭС и управления ими [3, 4, 8—11]. Под эгидой международных организаций [Института инженеров электриков и электроников (IEEE), Международной федерации по автоматическому управлению (IFAC), Международной конференции по большим электрическим системам (CIGRE), Международного конгресса по распределительным электрическим сетям (CIRED)] проводятся специальные конференции по проблемам интеллектуальных ЭЭС, активно обсуждаются эти вопросы на международных конференциях, семинарах, симпозиумах более общей тематики. Актуальные задачи интеллектуальных технологий рассматриваются и на международных конференциях, проводимых в России и странах СНГ на русском языке. Важное место при этом занимают доклады по проблемам интегрированных интеллектуальных энергетических систем.

Развитию идеологии и реализации конкретных разработок в области интеллектуальных энергетических систем способствует успешно развиваемый рынок доступных по стоимости современных технологий интеллектуализации электроэнергетических систем, систем тепло- и газоснабжения, технологий и систем управления и учета электрической и тепловой энергии и газа, телекоммуникаций и информационного обеспечения, малой генерации на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, накопителей энергии и др. Такие технологии обеспечивают потребителям активное поведение, организацию собственного производства и хранения электрической и тепловой энергии для создания максимально комфортных условий в помещениях. Масштабный пилотный проект «Объединенные эффективные крупномасштабные интегрированные городские системы» по созданию интегрированных интеллектуальных систем электро-, тепло- и хладоснабжения реализуется в пяти крупных горо-

дах Европы: Гетеборге, Женеве, Кельне, Лондоне, Роттердаме [12]. Наибольшие успехи достигнуты в г. Гетеборге, где применяются не только новые технологии при производстве и потреблении энергии, но и интегрированные технологии ее транспортировки в виде единой конструкции для одновременной передачи электроэнергии, тепла и газа. В странах Европейского Союза прорабатываются вопросы оснащения жилых и общественных зданий интеллектуальными измерительными приборами. Европейской комиссией сформулирована проблема стандартизации интеллектуальных измерительных приборов для электроэнергии, газа, тепла, воды (Мандат М/4416, 2009) [13, 14]. Система интеллектуальных измерительных приборов является основой для реализации интегрированных интеллектуальных систем энергоснабжения. В России объявлены несколько пилотных проектов по созданию интеллектуальных, в том числе интегрированных, энергетических систем, среди которых проекты «Остров Русский» в г. Владивостоке, «Эльгауголь» на Дальнем Востоке, «Наукоград Сколково» в Подмосковье [15].

В плане развития комплексного методического аппарата выполнены исследования интегрированных интеллектуальных систем энергоснабжения с учетом активности потребителей, использования накопителей энергии, современных информационно-коммуникационных технологий и т.п. [10, 16]. Рассматриваются задачи оптимизации потокораспределения в интегрированных системах электро-, газо- и теплоснабжения [17—19], совместной оптимизации суточных режимов при их диспетчеризации [20—22], анализа надежности энергоснабжения [23, 24] и др.

На основе анализа проблем проектирования и эксплуатации трубопроводных систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения, а также современных тенденций инновационного развития энергетических систем в [5] сформулированы задачи создания интеллектуальных трубопроводных систем и управления ими. Раскрыто новое содержание проблем анализа и синтеза гидравлических цепей, являющихся теоретической основой интеллектуальных трубопроводных систем. Разработаны методы количественной оценки управляемости и идентифицируемости этих систем.

В порядке обобщения и развития концепции интегрированных интеллектуальных энергетических систем в [1, 2] интегрированные системы электро-, тепло-/холодо- и газоснабжения представлены в виде некоторой трехслойной структуры в трех измерениях, включая слои систем (электро-, тепло-/холодо- и газоснабжения), слои масштаба (супер-, мини- и микроподсистемы), слои функций (энергетических, функций коммуникаций и управления, а также выработки

решений). Предложенная трехслойная структура интегрированных интеллектуальных энергетических систем в трех измерениях дает возможность рассмотреть проблему с разных позиций и систематизированно сформулировать задачи исследований. В [2] рассмотрена комплексная математическая модель совместной оптимизации оперативных режимов систем электро- и теплоснабжения по критерию минимума общих эксплуатационных затрат при учете технологических ограничений, характерных для допустимых режимов этих систем, а также надежности электро- и теплоснабжения потребителей. Предложен алгоритм решения этой комплексной задачи.

В целом следует отметить, что выполненные исследования и разработки в области формирования интегрированных интеллектуальных энергетических систем и управления ими находятся пока в начальной стадии. Предстоят еще разносторонние глубокие исследования по изучению новых свойств рассматриваемых комплексных объектов, развитию теоретических основ этого направления, разработке необходимых моделей и методов для решения соответствующих задач.

Два иллюстрационных примера. Ниже в качестве иллюстрации актуальности многоуровневого представления проблемы будут рассмотрены две аварийные ситуации в интегрированных энергетических системах на разных уровнях — в супер- и мини-подсистемах [2].

Исследование последствий аварии в газотранспортной системе России. Упрощенная схема газотранспортной системы России и стран Европы показана на рис. 1.10. Общая длина магистральных газопроводов составляет около 160 000 км. Примерно половина из них построена с использованием труб больших диаметров (1020, 1220 и 1420 мм). Более 90 % российского газа добывается в одном районе — на севере Тюменской области, в 2500—3000 км от основных потребителей газа европейской части России. Основные газотранспортные магистрали представлены многониточными газопроводами, расположенными каждый в одном коридоре, причем имеются 29 пересечений таких многониточных газопроводов. Авария на таком многониточном газопроводе, а тем более на их пересечении может привести к большому недоотпуску газа потребителям, поскольку существующие газохранилища имеют недостаточный объем для компенсации недопоставки газа при тяжелой аварийной ситуации.

Тепловые электростанции (ТЭС), в том числе около 50 % теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), а также котельные являются основными потребителями природного газа в России (около 40 % всего потребления газа). Наиболее тяжелые последствия при аварийной недопоставке газа будут в период его максимального потребления,

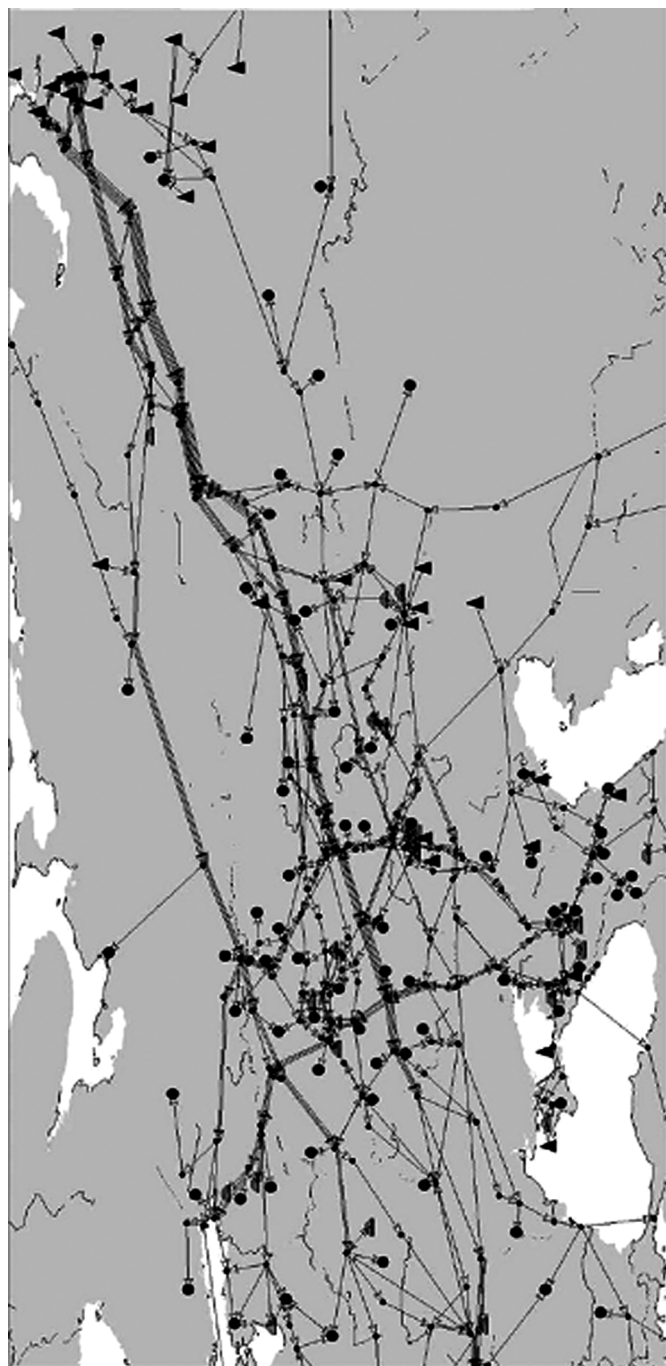


Рис. 1.10. Схема газотранспортной системы России и европейских стран

т.е. зимой. Смягчение последствий возможно путем проведения следующих мероприятий:

- полной или частичной замены газа другим видом котельно-печного топлива на время аварии при наличии на ТЭС двойной топливоподачи;
- более полной загрузки мощностей ТЭС и котельных, работающих на других видах топлива.

Исследования выполнялись с использованием имитационной потоковой модели газотранспортной системы России [25] и экономико-математической балансовой модели топливно-энергетического комплекса России [26], подробно отражающей особенности взаимосвязанной работы различных энергетических отраслей в рамках единого ТЭК. В модели газотранспортной системы представлена информация о работе 48 источников газа, 740 транспортных ветвей и 94 крупных промышленных узлов, являющихся основными потребителями газа, а также 21 подземного хранилища газа (см. рис. 1.10). Экономико-математическая модель ТЭК России детализирована на 96 регионов, в которых учтены источники и потребители топливно-энергетических ресурсов. Транспортная сеть в модели представлена 1700 направлениями, по которым транспортируются конкретные виды ТЭР — природный газ, уголь, топочный мазут, прочие виды топлива и электроэнергия.

Обе модели приспособлены для расчета суточных характеристик функционирования энергетических отраслей. Расчеты проводились для всех территорий России, расположенных в зоне работы российской газовой отрасли. В порядке иллюстрации результатов приведем рассчитанные показатели для регионов одного из восьми федеральных округов России — Северо-Западного федерального округа.

Сценарий исследуемой аварийной ситуации предусматривал в качестве первичного события аварийный выход из строя одного из важных пересечений многониточных магистральных газопроводов в районе Ямала в наиболее тяжелый период года (январь 2020 г.). В табл. 1.6 представлены последствия моделируемой аварийной ситуации для Северо-Западного федерального округа в целом и его регионов в виде дефицита газа и недоотпуска электроэнергии и тепла потребителям вследствие недопоставки газа на ТЭС, ТЭЦ и в котельные, а также возможности компенсации этих последствий за счет использования на электростанциях и в котельных топочного мазута как резервного топлива.

В табл. 1.7 приведены результаты оценки возможностей ликвидации последствий моделируемой аварийной ситуации за счет использования на электростанциях и в котельных топочного мазута как

Таблица 1.6. Последствия аварийной ситуации и возможности их компенсации за счет использования топочного мазута в качестве резервного топлива в соответствии с его запасами на конец года

Субъект Российской Федерации	Дефицит газа во время аварии, тыс. т у.т./сут	Ожидаемые недоотпуски, %		Потребление топочного мазута до аварии, тыс. т у.т./сут	Требуемые объемы топочного мазута во время аварии, тыс. т у.т./сут	Потенциал использования запасов топочного мазута в январе, тыс. т у.т./сут
		электроэнергии	тепла			
Северо-Западный федеральный округ	82,53	—	—	13,38	95,91	31,79
Карелия	3,55	16,6	8,2	2,14	5,69	2,13
Республика Коми	0	0	0	1,10	1,10	3,03
Архангельская обл.	0	0	0	6,82	6,82	7,12
Вологодская обл.	11,83	28,3	10,0	0,07	11,90	2,01
Калининградская обл.	5,11	60,8	22,7	0,69	5,80	1,21
Ленинградская обл. и Санкт-Петербург	62,01	40,4	13,0	2,17	64,18	15,57
Новгородская обл.	0,03	0,2	0	0,10	0,13	0,43
Псковская обл.	0	0	0	0,29	0,29	0,29

Таблица 1.7. Возможности производства тепла и электроэнергии в регионах Северо-Западного федерального округа в случае замены недопоставленного в результате аварии газа топочным мазутом

Субъект Российской Федерации	Тепло			Недоотпуск, %	Электроэнергия		
	Потребление, ТДж	Производство, ТДж	Производство до аварии, ТДж		Производство до аварии, ТДж	Производство во время аварии, ТДж	Снижение производства, %
Северо-Западный федеральный округ	2860	2860	1056	0	893	15	
Карелия	166	155	50	0	42	16	
Республика Коми	370	370	111	0	111	0	
Архангельская обл.	438	438	96	0	96	0	
Вологодская обл.	295	295	94	0	64	32	
Калининградская обл.	87	87	38	0	25	34	
Ленинградская обл. и Санкт-Петербург	1300	1300	640	0	529	17	
Новгородская обл.	120	120	8	0	8	0	
Псковская обл.	84	84	18	0	18	0	

резервного топлива. При этом следует отметить то обстоятельство, что возможности дополнительной загрузки мощностей источников энергии, работающих на других видах топлива, для регионов округа весьма незначительны и в январе практически исчерпаны вследствие экстремальных природных условий.

Как показывают результаты исследования, представленные в табл. 1.7, вследствие оптимизации загрузки ТЭЦ и котельных при использовании топочного мазута как резервного топлива в моделируемой аварийной ситуации удастся полностью ликвидировать недопоставки тепла потребителям всех регионов округа. Это единственно возможное решение, поскольку системы теплоснабжения имеют локальный характер. При этом остается недовыработка электроэнергии в половине регионов округа, которая может быть хотя бы частично компенсирована за счет использования резервных мощностей и передачи электроэнергии из соседнего Центрального федерального округа. Количественная оценка возможностей такой компенсации выходит за рамки данного иллюстрационного исследования.

Таким образом, результаты представленного исследования показывают существенную взаимосвязь и взаимозависимость рассматриваемых энергетических систем (электроэнергетической, газо- и теплоснабжения) в аварийных условиях и необходимость их изучения как технологически интегрированных систем.

Исследование взаимозависимости систем электро- и теплоснабжения в аварийных условиях проведено на примере систем электро- и теплоснабжения района Ново-Ленино г. Иркутска, который является типичным городским районом с преимущественной жилой застройкой [2].

Упрощенная схема системы теплоснабжения района показана на рис. 1.11 и включает в себя одну угольную котельную, две электрокотельные и тепловую сеть. Суммарная мощность источников тепла составляет 576,8 МВт (тепл.), суммарная тепловая нагрузка — 326,8 МВт (тепл.), общая длина теплопроводов — 169 км.

Упрощенная схема системы электроснабжения района Ново-Ленино представлена на рис. 1.12 и включает в себя четыре питающие подстанции 110/6 кВ от региональной ЭЭС и распределительную электрическую сеть напряжениями 6 и 0,4 кВ, число подстанций 6/0,4 кВ — 242. Общая активная и реактивная нагрузки потребителей составляют 50 МВт и 12 МВАр соответственно. Суммарная длина кабельных линий — 188 км.

Аварийная ситуация моделировалась на основе расчетов потоко-распределения в тепловой и электрической распределительных сетях с использованием соответствующих программных комплексов



Рис. 1.11. Упрощенная схема системы теплоснабжения района Ново-Ленино г. Иркутска

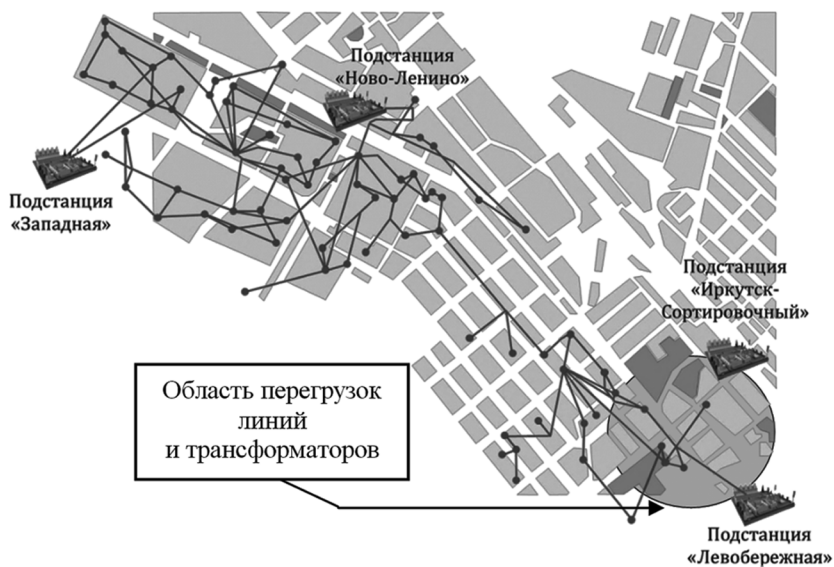


Рис. 1.12. Упрощенная схема системы электроснабжения района Ново-Ленино г. Иркутска

[27, 28]. Сценарий развития аварии в рассматриваемой интегрированной системе энергоснабжения состоит из следующих этапов:

1) авария на питающей подстанции «Ново-Ленино» с потерей электроснабжения электрокотельной и образованием дефицита тепла 80 МВт (тепл.);

2) требуемая тепловая нагрузка частично распределяется между двумя оставшимися тепловыми источниками;

3) ресурсов этих источников и тепловой сети недостаточно, на рис. 1.11 показаны места с ограниченной пропускной способностью теплопроводов. Остается дефицит тепловой мощности около 10 МВт (тепл.), на рис. 1.11 выделены зоны образовавшегося дефицита тепловой мощности;

4) потребители в зонах дефицита тепла включают электронагреватели;

5) электрическая нагрузка увеличивается на 7 МВт;

6) происходит перегрузка линий и трансформаторов распределительной электрической сети. Потребители электроэнергии в зоне перегрузки отключаются действием защит от перегрузок;

7) зоны ограничений по централизованному теплоснабжению и отключений от системы электроснабжения, как видно из рис. 1.11 и 1.12, совпадают, поэтому у потребителей этой общей зоны постепенно понижается температура. Степень ее понижения будет зависеть от наружной температуры (например, наиболее низкой в январе) и времени восстановления питающей подстанции «Ново-Ленино» системы электроснабжения. Проведенные исследования показывают существенную взаимозависимость интегрированных систем тепло- и электроснабжения в аварийных условиях.

Таким образом, можно сделать вывод, что объективной тенденцией развития энергетики различных стран мира является усиление технологической интеграции энергетических систем, особенно инфраструктурных систем электро-, тепло-/холодо- и газоснабжения. Эта тенденция определяется прежде всего появлением и все большим распространением прогрессивных, в том числе интеллектуальных, технологий у потребителей, позволяющих решать задачи энергоснабжения на альтернативной основе за счет использования различных энергоресурсов и видов энергии. В России указанная тенденция также имеет место при учете специфики энергетических систем и условий их работы. Результаты исследований показывают важность усиливающихся интеграционных факторов, особенно в аварийных ситуациях. Последние подтверждаются результатами расчетов для двух иллюстрационных примеров, приведенных выше.

Представленная авторами интерпретация интегрированных интеллектуальных энергетических систем в виде трехслойной структуры в трех измерениях (наподобие кубика Рубика) позволяет комп-

лексно представить проблему взаимодействия и взаимовлияния основных интегрированных систем электро-, тепло-/холодо- и газоснабжения на уровнях их супер-, мини- и микроподсистем, принимая во внимание основные группы функций этих инфраструктурных интегрированных энергетических систем.

Анализ выполненных исследований и разработок по рассматриваемой проблеме показывает наличие определенных методических заделов. В то же время очевидна некоторая фрагментарность полученных результатов, что указывает на актуальность комплексной проработки теоретических основ, математических моделей и методов обоснования взаимосогласованного развития интегрированных интеллектуальных энергетических систем и совместного управления их режимами в целях реализации эффектов интеграции, перечень которых предстоит еще выявить и количественно оценить.

Важной задачей является систематизация и классификация интегрированных интеллектуальных энергетических систем по особенностям их основного назначения. На первый взгляд видятся следующие основные специфические интегрированные энергетические системы: совокупность суперподсистем производства и транспортировки газа, нефти, электроэнергии и производства тепла (Единые электроэнергетическая система, системы нефте- и газоснабжения страны, включая ТЭЦ и крупные котельные) с учетом используемых интеллектуальных технологий и средств; интеллектуальные системы электро-, тепло-/холодо-, водо- и газоснабжения городов; аналогичная совокупность интеллектуальных систем энергоснабжения крупных промышленных предприятий; интеллектуальные системы энергоснабжения удаленных изолированных территорий; локальные интегрированные интеллектуальные микросистемы энергоснабжения жилых домов, общественных зданий, небольших промышленных предприятий и др. Каждая из этих групп интегрированных энергетических систем имеет свои существенные особенности и свойства, а также специфический набор технологий и средств интеллектуализации, требующих их внимательного рассмотрения и учета.

Все перечисленные аспекты проблемы должны подвергаться разностороннему и глубокому изучению, что предопределяет широкий спектр вопросов для дальнейших исследований.

Список литературы

1. **Воропай Н.И.** Интегрированные интеллектуальные энергетические системы / Н.И. Воропай, В.А. Стенников // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 1. С. 64—73.
2. **Modeling** of integrated energy supply systems: Main principles, model and applications / N.Voropai, V.Stennikov, S.Senderov et all. //Journal on Energy Engineering. 2017. DOI: 10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000443.

3. **Воропай Н.И.** Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы / Н.И. Воропай // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2011. № 3(20). С. 11—16.
4. **Дорофеев В.В.** Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России / В.В. Дорофеев, А.А. Макаров // Энергоэксперт. 2009. № 4. С. 28—34.
5. **Новицкий Н.Н.** Методические проблемы интеллектуализации трубопроводных систем и направления развития теории гидравлических цепей для их решения / Н.Н. Новицкий // Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. С. 301—318.
6. **Стенников В.А.** О реформировании теплоснабжения России / В.А. Стенников // Энергооборужение. 2015. № 5. С. 63—66; № 6. С. 62—67.
7. **Сухарев М.Г.** Состояние, проблемы и методы обеспечения надежности систем газоснабжения / М.Г. Сухарев // Надежность систем энергетик: проблемы, модели и методы их решения. Новосибирск: Наука, 2014. С. 165—189.
8. **Grid 2030:** A national vision for electricity's second 100 years // Office of Electric Transmission and Distribution. US State Department of Energy. Washington, July, 2003.
9. **European Smart Grid technology platform:** Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future // European Commission. Brussels, 2006.
10. **Momoh J.** Smart Grid: Fundamentals of design and analysis / J. Momoh. New York: John Wiley and Sons, 2012.
11. **Buchholz В.М.** Smart Grids — Fundamentals and technologies in electricity networks / В.М. Buchholz, Z.A. Styczynski. Heidelberg: Springer, 2014.
12. **Интернет-ресурс.** URL: <http://celsiuscity.eu/> (дата обращения 04.04.2018).
13. **The policies** for the large-scale deployment of smart gas meters in some European countries and draw policy implications, in particular for Italy / G. Gervigni, M. Di Castelmo, S. Cagnoli et al. // XXV World Gas Conf., June 4-8, 2012. URL: <http://members.igu.org/old/IGU%20Events/wgc/wgc-2012/wgc-2012-proceedings/working-committee-papers/working-committee-woc4/committee-session-4.2/the-policies-for-the-large-scale-deployment-of-smart-gas-meters-in-some-european-countries-and-draw-policy-implications-in-particular-for-italy> (дата обращения 05.04.2018).
14. **Energy Hubs** for the future: A powerful approach for next-generation energy systems / M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod et al. // IEEE Power and Energy Magazine. 2007. Vol. 5. No. 1. P. 24—30.
15. **Efimov D.N.** Some developments, prospective ways and projects of smart grid technologies in Russia – An overview / D.N. Efimov // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe Intern. Conf. Manchester. UK. December 5—7, 2011.
16. **Le Blond S.** Towards an integrated approach to building energy efficiency: Drivers and enablers / S. Le Blond, T. Levis, M. Sooriyabandara // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe Intern. Conf. Manchester. UK. December 5—7, 2011.
17. **Geidl M.** Optimal power flow of multiple energy carriers / M. Geidl // IEEE Transactions on Power Systems. 2007. Vol. 22. No. 1. P. 145—155.

18. **Arnold M.** Decomposed electricity and natural gas optimal power flow / M. Arnold, G. Andersson //16th Power System Computation Conf. Glasgow. UK. July 26—30, 2008.
19. **Almassalkhi M.** Optimization framework for the analysis of large-scale networks of energy hubs / M. Almassalkhi, I. Hiskens //17th Power System Computation Conf. Stockholm. Sweden. August 22—26, 2011.
20. **Vasebi A.** Combined heat and power economic dispatch by harmony search algorithm / A. Vasebi, M. Fesanghary, M.T. Bathaee // Electrical Power and Energy Systems. 2007. Vol. 29. No. 4. P. 713—719.
21. **Chaudry M.** Multi-time period combined gas and electricity network optimization / M. Chaudry, N. Jenkins, G. Strbac // Electric Power System Research. 2008. Vol. 78. No. 5. P. 1265—1279.
22. **Chiang Chao-Ling.** Improved particle swarm optimization for economic dispatch of combined heat and power systems / Chao-Ling Chiang, Shang Shi Lin // Intern. Conf. on Power and Energy Systems. Lecture Notes in Information Technology. 2012. Vol. 13. P. 133—139.
23. **Koeppel G.** The influence of combined power, gas and thermal networks on the reliability of supply / G. Koeppel, G. Andersson // 6th World Energy System Conf. Torino. Italy. July 10—12, 2006.
24. **Haghifam M.R.** Reliability and availability modeling of combined heat and power (CHP) systems / M.R. Haghifam, M. Manbachi // Electrical Power and Energy Systems. 2011. Vol. 33. No. 3. P. 385—393.
25. **Voropai N.I.** Detection of «bottlenecks» and ways to overcome emergency situations in gas transportation network on the example of the European gas pipeline network / N.I. Voropai, S.M. Senderov, A.V. Edelev // Energy. 2012. Vol. 42. P. 3—9.
26. **Edelev A.V.** Program package to study Russia federal districts energy sector development in terms of energy security / A.V. Edelev, N.M. Beresneva // The Second Intern. Science Conf. on Sustainable Energy Development. Hanoi. Vietnam. September 3—5, 2011. P. 49—54.
27. **Новая** генерация программных средств, используемых для схемно-параметрической оптимизации многоконтурных теплоснабжающих систем / Д.В. Соколов, В.А. Стенников, Т.Б. Ощепкова, Е.А. Барахтенко // Теплоэнергетика. 2012. № 4. С. 37—43.
28. **Войтов О.Н.** Программно-вычислительный комплекс СДО-6 для исследования установившихся режимов в электроэнергетических системах / О.Н. Войтов, В.А. Мантров // Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях. Новосибирск: Наука, 1995. С. 293—295.

1.6. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ (КОГНИТИВНОЕ) ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

*В.В. Бушуев, доктор технических наук, профессор; ОИВТ РАН,
ЗАО «ГУ ИЭС», Москва*

Анализ прошлого, оценка текущей ситуации и прогнозирование будущего — единый взаимоувязанный процесс, основанный на определении основных закономерностей динамического развития любых сложных систем. Без знания этих закономерностей, основываясь только на текущих оценках ситуации и пролонгируя эти тенденции назад и вперед, можно получить совершенно неадекватные представления о прошлом и будущем.

Так, в период индустриального развития нашей страны (середина прошлого века) среднегодовые темпы роста отечественной экономики доходили до 5—7 %, а электрификация народного хозяйства росла темпами до 10—12 % в год. Но переносить эти показатели на сегодняшний день совершенно неправомерно. Ныне прирост ВВП примерно равен нулю, а рост электропотребления составляет менее 1%. Казалось бы, что сам факт снижения электроемкости российской экономики за последние 15 лет почти на 40% — это хороший признак повышения энергоэффективности экономики России. Но если и дальше мы будем идти по пути снижения темпов экономического и энергетического роста, как того требует либеральная модель развития, заимствованная у стран запада, то мы придем не просто к стагнации общего развития, а к деградации страны. Разговоры о том, что в будущем мир будет экономически развиваться даже при нулевом приросте энергетического спроса, для России не просто несостоятельны, но и чрезвычайно опасны. Дело в том, что, несмотря на международное разделение труда, экономика такой большой и разноликой страны, как наша, вынуждена сохранять базовые индустриальные отрасли, такие как горнорудная, лесоперерабатывающая, химико-технологическая, транспортная, крупного машиностроения для гражданской сферы и для военно-промышленного комплекса (ВПК). Одними малоэнергоёмкими информационными технологиями мы не обойдемся, ибо для любой информатизации нужна материальная база. А полагаться на возможное заимствование этой «тяжелой продукции» извне — небезопасно.

Разумеется, структура промышленности и всей экономики не может оставаться неизменной. Неминуемо часть функций перейдет к новым информационным технологиям, но их место в общей структуре промышленного развития не может быть доминирующим.

Во всем мире попытки ускоренного перехода на постиндустриальное развитие оказались непродуктивными. Многие страны снова стали возвращать предприятия базовых отраслей из третьих стран в метрополии. Разумеется, речь не идет просто о возврате к старой индустриализации (т.е. не о реиндустриализации). На повестке дня переход к неоиндустриализации, сочетающей в себе физические способы переработки исходного сырья и новые информационные технологии управления этими процессами. Для России это ресурсно-информационный путь экономического развития [1], т.е. не отказ от нашего национального достояния — природных минеральных и топливно-энергетических ресурсов, а их эффективное использование с помощью инновационных энергетических технологий [2] для повышения качества жизни населения и грамотного применения интеллектуального человеческого капитала. При этом интеллектуальный потенциал не вытесняет ресурсный капитал производства, а создает новый энергетический (человеко-машинный, энергоинформационный) социально-экономический базис развития.

Человек не просто контролирует и направляет процесс неоиндустриального развития, а становится важным звеном этого процесса, участвуя в нем как при постановке и формировании задач, так и в темпе процесса их реализации. Для этого человек должен перенести в производственный процесс элементы своего когнитивного мышления. И это касается как целевого видения и прогнозирования развития энергетических систем, так и управления этими системами в темпе процесса (и даже опережающим образом).

Прогнозирование бывает трех видов (три «К»).

- *Количественное* прогнозирование, когда на основе модельного представления многосвязной системы (в том числе взаимосвязи энергетики с экономикой, социальной и технологической сферами) при сохранении неизменными структуры и тенденций общего развития формулируются (модельными расчетами на основе аппроксимации прежних данных) новые оценки будущих параметров экономического и энергетического развития.

- *Качественное* прогнозирование, когда экспертным путем выбираются несколько сценариев будущего развития, а из этих сценариев (опять же экспертно) отбирается тот, который более всего соответствует представлениям заказчика и исполнителя этого прогноза.

- *Когнитивное* прогнозирование, когда пусть даже один эксперт, но понимающий общие законы развития системы, формирует целевое видение (форсайт) будущей системы и пути достижения этого будущего по типу его образного представления в сознании (и подсознании) человека. Формирование этого мыслительного образа, пусть даже в дальнейшем процессе он и подвергнется некоторым вариациям.

циям, является важнейшим элементом когнитивного мышления (прогнозирования и управления) соответствия человека и окружающей (природной, социально-технологической и интеллектуальной) среды. Правильно выстроить этот образ невозможно, находясь в рамках заданной эргатической системы. Человек должен подняться над ней, формируя ее текущий и прогнозируемый образ в рамках более общей системы, вмещающей данную как составную часть.

Учитывая особую роль энергии как основного процесса во всех системах, от космических до микробиологических, можно представить себе иерархию энергетических систем (рис. 1.13), находящихся во взаимосвязи по вертикали и горизонтали.

В данном случае для формирования тенденций развития социотехнической системы важным представляется ее место в структуре цивилизация — энергетика — информация.

Цивилизация [ци — энергия, вил (вл) — владение] — это большая энергетическая система, представляющая собой трансформацию имеющегося совокупного (доступного для данного типа развития) ресурсного, технологического, социального и культурного потенциала в процессе его эффективного использования для нужд общества и расширенного воспроизводства нового эргатического капитала. В процессе цивилизационного развития происходит не только потребление имеющегося, но и накопление нового человеческого и социального, а также культурно-духовного потенциала общества.



Рис. 1.13. Виды энергетических систем

Социотехническая система энергетики — система эргатического (человеко-машинного) способа жизнедеятельности, т.е. преобразования ресурсов в энергию для обеспечения качества жизни населения и развития индустриального и информационного общества. Человек в этой эргатической системе выступает не только как физическое лицо, но и как мыслительный субъект. Он формирует идею развития системы, выбирает ее структуру и наполняет ее своими алгоритмами действия на основе собственных когнитивных представлений.

Структура и способ жизнедеятельности интеллектуальной энергоинформационной системы задаются человеком не абсолютно произвольно, а в соответствии с пространственно-временной моделью, являющейся общей для всех видов энергетических систем. Такая фрактальная модель (рис. 1.14) жизненного цикла любой системы включает в себя три волны (цикла) развития и одну волну (цикл) угасания «жизни». Эта модель в виде волн Эллиота, обнаруженная при анализе динамики финансовых рынков, оказалась универсальной и пригодной для любых природных циклов (годового и суточного) и социально-политических процессов [3].

Соотношение восходящей и нисходящей частей каждой из этих волн оказалось соответствующим «золотой пропорции» $0,618:0,382$, что говорит об универсальности этой конструкции.

На рис. 1.15 представлено развитие цивилизации и энергетики в виде соответствующих волн фрактального развития. При этом стадия неоиндустриального развития цивилизации соответствует становле-

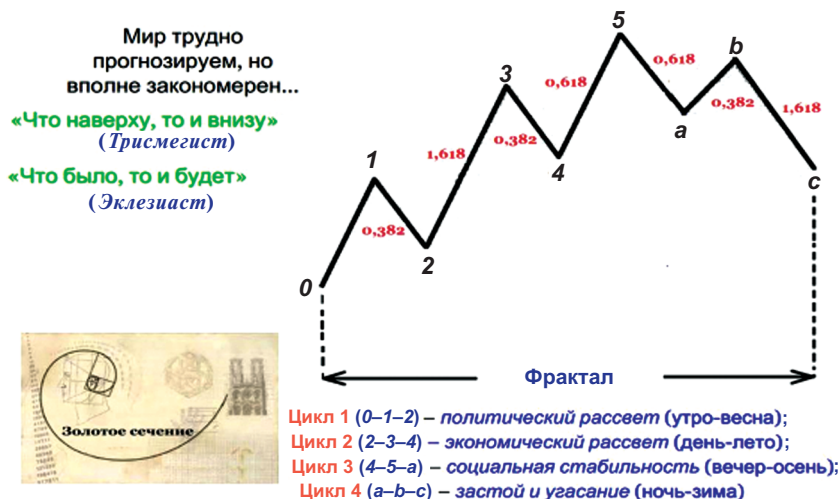


Рис. 1.14. Фрактальная модель динамического процесса

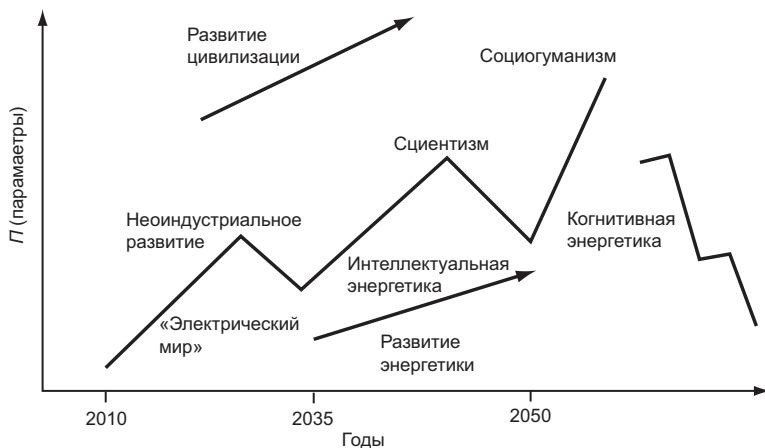


Рис. 1.15. Фрактальная модель развития цивилизации и энергетики

нию нового «электрического мира» — комплексному развитию различных потребителей (электрификация промышленности, перерабатывающих производств, ЖКХ, транспорта, медицинских и культурных объектов) и соответствующей многоукладной генерации (при эксплуатации крупных АЭС и ГЭС, а также ориентированных на децентрализованное энергоснабжение ТЭЦ и установок на основе ВИЭ).

Стадия сциентизма (научноориентированное развитие цивилизации) соответствует развитию интеллектуальных электрических систем, когда новым важным элементом служит информация; причем она является не просто способом обеспечения данными об управляемом процессе развития энергетики, а выступает как особая разновидность слаботочной энергии, запускающей и замещающей процессы в крупных физических энергоустановках.

Информация — это не только процессы в устройствах релейной защиты и автоматики, но и имитатор резервных мощностей и рыночные сигналы для управления перетоками по межсистемным связям, а также сигналы для инвестиционного развития социотехнических систем. Информационные процессы — это не только слаботочные сигналы в физических и эргатических системах, но и энергия мысли человека, продукт когнитивного мышления, являющегося основой для принятия оперативных решений и прогнозирования будущего.

Будущее — это и социогуманитарный тип цивилизации, и когнитивная энергетика. Энергия мысли не заменит собой физическую энергию, но будет определять психологическое поведение отдельного человека и общества в целом. И именно психология станет важнейшим фактором принятия будущих социально-политических,

военных и технологических решений в развитии цивилизации как большой энергетической системы; причем человек будет выступать не соучастником этих процессов, а их творцом, постановщиком и активным участником сценариев собственной жизнедеятельности и субъектом мультиагентного управления общественным развитием.

Поясним на нижеследующих примерах возможную роль энергии мысли и психологии в целом для формирования процессов исторического развития цивилизации и поведения игроков на мировом энергетическом рынке [4]. Эти процессы формируются не стихийным образом, а в соответствии с общей фрактальной (пространственно-временной) моделью энергетического развития. Модель исторического развития российской (и мировой) цивилизации — это периодическая смена жизненных циклов. На исторической арене это 72-летние (1917—1989 и 1989—2061 гг.) полуциклы общего 144-летнего (имперского) цикла. Этот общий цикл делится на четыре 36-летних периода, каждый из которых включает в себя три чередующиеся политические, экономические и военные 12-летние фазы (рис. 1.16).

Структура (1917—1953 гг.) содержит 12-летнюю политическую (революцию 1917 г., Гражданскую войну и НЭП), экономическую (ускоренную индустриализацию страны с 1929 г., сопровождающуюся автократическим управлением), военную (Великую Отечественную войну с 1941 г. вплоть до смерти Сталина) фазы.

Аналогичен и следующий 36-летний период (с 1953 г. до 1989 г. — от хрущевской оттепели до начала распада СССР).

Нынешний период (1989—2025 гг.) повторяет прежнюю историю: этапы политического рассвета (время ельцинского либерализма,

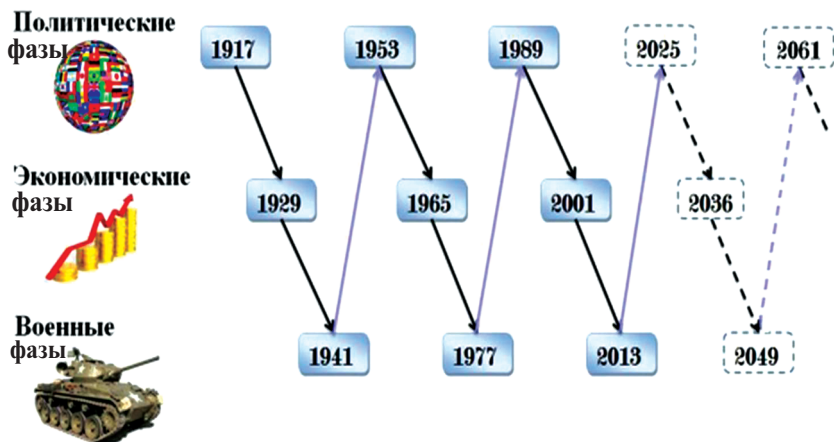


Рис. 1.16. 12-летние циклы исторического развития России

1989—2001 гг.), путинского экономического возрождения России (2001—2013 гг.), основанного преимущественно на благоприятной конъюнктуре мирового нефтяного рынка, военного противостояния Севера-Юга и Востока-Запада в период с 2013 по 2025 г. Это и «цветные революции» в арабских странах, и исламский терроризм, и война в Сирии.

Этот период неминуемо (в соответствии с моделью фрактального подобия) закончится политическим закатом атлантического господства (в том числе США). После чего начнется (с 2025 г.) новое политическое мироустройство (многополярный мир) с последующим подъемом мировой экономики (в середине 30-х годов XXI в., ориентировочно 2036 г.) и новой холодной (информационной) войной 2049 г.

Такая цикличность полностью соответствует периодам солнечной активности, обострение которой приходится на сегодняшнее время (2015—2017 гг.). Более подробно эти циклы мировой истории современности рассматриваются в работах [4, 5].

Повторяемость мировой истории свидетельствует о циклах развития цивилизации как большой энергетической системы и о возможности прогнозирования ее динамики и проявления крупных смен доминирующих тенденций в каждой из 12- и 36-летних фаз.

Фрактальное подобие волн мирового развития позволяет говорить и о периодичности смены технологических укладов и появления новых «прорывных» технологий в энергетике и электроэнергетике. Эти примеры подробно рассмотрены в работах Ю.А. Плакиткина, материал которых содержится также и в коллективной монографии «Инновационная электроэнергетика — 21» [2].

Остановимся еще на одном примере интеллектуального прогнозирования динамики цен на мировых нефтяных рынках. Анализ многолетней статистики ценовых рядов на нью-йоркской бирже показал, что в ретроспективе, начиная с 1979 г., каждые 10—12 лет возникают периодические всплески цен (1990, 2001, 2008—2012 гг.). Последний «двугорбый» максимум характеризовался резким, хотя и кратковременным, кризисом 2009 г. Объяснить эту высокую волатильность мировой динамики цен каким-либо одним значимым экономическим или политическим фактором невозможно. Если первые кризисы на рубеже веков еще можно считать результатом рыночного противостояния основных игроков — арабских производителей нефти и потребителей в странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), то события последних 10 лет не имеют явно выраженного доминирующего фактора. Тем более что в это время на нефтяной бирже стали все отчетливее проявляться не реальные сделки, а продажи нефтяных фьючерсов. И мировая динамика цен стала все больше зависеть от финансовых факторов. Корреляция

между ценами и различными физическими (спрос и предложение, запасы и транспортные возможности) и финансовыми (наличие свободного капитала, состояние валютного рынка, монетарная политика — кредитные ставки и др.) факторами стала не просто сложной, но и весьма переменчивой. Один и тот же фактор (в зависимости от состояния других) мог влиять на цены диаметрально противоположно, обуславливая либо их рост, либо падение. В этих условиях приходилось не просто строить большие многофакторные модели (как при прогнозе погоды), но и полагаться на психологию трейдеров. Поэтому биржевые игроки практически перестали полагаться на какие-либо математические модели, а все более стали ориентироваться на интуитивные (мыслительные) конструкции. В то же время общий тезис о том, что «рынок трудно прогнозируем, но вполне закономерен» позволил перейти от количественных и качественных прогнозов к когнитивному прогнозированию, позволяющему формировать облачные представления (образы) структуры ценовой динамики.

Таким образом, интеллектуальное прогнозирование = когнитивное мышление + интеллектуальное (нейронное) моделирование [4].

Когнитивное мышление позволило находить в ретроспективе фрактальные подобию и строить тренды ценовой динамики в виде отмеченных выше четырех волн Эллиота. Внутри же каждой из этих волн оказалось возможным использовать нейронные модели, построенные по принципу многослойного перцептрона с самообучением [4].

Анализ ретроспективной динамики на предшествующем отрезке ($0—K_1$) позволял выявлять скрытые закономерности и автоматически строить аппроксимирующую модель (с заданной точностью), а затем делать расчет для будущего отрезка ($K_1—K_2$). Сравнивая результаты для точки K_2 с известными к этому моменту времени фактическими данными, проводились необходимое уточнение аппроксимации и прогнозирование на следующий отрезок времени ($K_2—K_3$ и т.д.). Такая самообучающаяся нейронная модель была реализована в виде программы IT SPEE Neural, разработанной сотрудниками ИТ-Центра «Интеллектуальное прогнозирование в экономике и энергетике» (г. Дубна), и успешно на протяжении более 10 лет использовалась в работах Института энергетической стратегии при прогнозировании мировых цен на нефть. В частности, на рис. 1.17 приведено сравнение прогнозов, выполненных с помощью этой модели 05.06.2017 г. и ранее 30.11.2009 г. Как видно, результаты позволяют говорить о соответствии полученных на нейронной модели и фактических данных.

Помимо прогнозирования нефтяных цен, нейронные модели нашли успешное применение и в электроэнергетике [2], в частности,

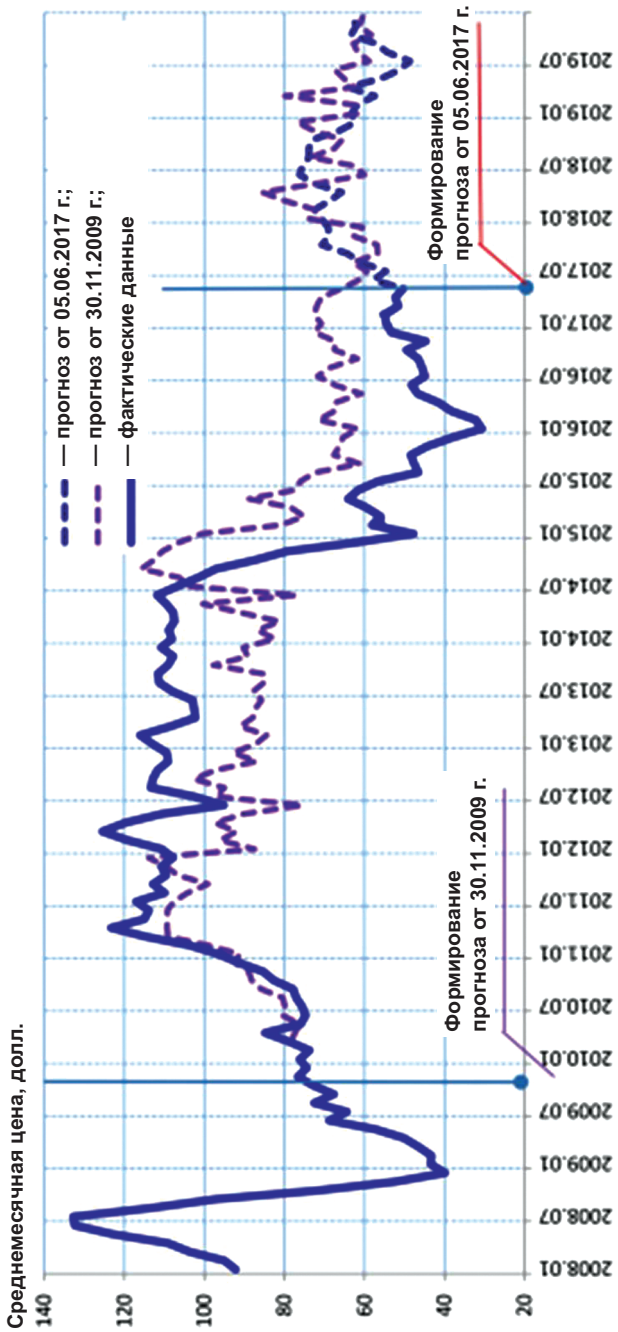


Рис. 1.17. Сравнение прогнозов динамики мировых цен за баррель нефти марки Brent (от 05.06.2017 г. и 30.11.2009 г.)

для прогнозирования нагрузки, диагностики и предупреждения аварий, оценки устойчивости и надежности систем (рис. 1.18).

Интеллектуальные (когнитивные) модели находят применение и при решении задач управления энергосистемами. При этом они используются не только для формирования рекомендаций оперативному персоналу, принимающему решения, но и как самостоятельные элементы мультиагентного управления. Позволяя выполнять необходимые рас-



Рис. 1.18. Опыт применения нейронных моделей в электроэнергетике



Рис. 1.19. Нейронная модель мультиагентного управления

четы в темпе процесса (и даже быстрее), они дают возможность адаптировать устройства автоматики энергосистем для изменения установок релейной защиты (РЗ) и противоаварийного управления (ПАУ), специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) и выбора резервов мощностей у потребителя и в генерирующих установках. Сопоставление цифровой и «интеллектуальной» энергетики с нейронной моделью управления приведено на рис. 1.19. При этом на долю человека в подобного рода эргатических устройствах приходится решение интеллектуальных задач, состоящее:

- в выборе решений для непредвиденных случаев;
- оценке целеполагания и рисков;
- принятии качественных решений при отсутствии количественных оценок для многофакторных задач управления (хорошо — плохо, надежность — экономичность);
- задании требований к структуре саморазвивающихся эргатических (энергоинформационных) систем.

Список литературы

1. **Ресурсно-инновационное** развитие экономики России / А.Н. Дмитриевский, Н.И. Комков, А.М. Мастепанов, М.В. Крогова. М.: Институт компьютерных исследований, 2013.
2. **Инновационная** электроэнергетика — 21 / Под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая. М.: ИЦ «Энергия», 2017.
3. **Кризис** 2010-х годов и новая энергетическая цивилизация / Под ред. В.В. Бушуева и М.Н. Муханова. М.: ИД «Энергия», 2013.
4. **Бушуев В.В.** Интеллектуальное прогнозирование / В.В. Бушуев, В.Н. Сокотущенко. М.: ИД «Энергия», 2016.
5. **Бушуев В.В.** Влияние солнечной активности на социально-политические события XX-XXI веков / В.В. Бушуев, Н.В. Сокотущенко, В.Н. Сокотущенко. М.: ИД «Энергия», 2013.

1.7. ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ УСТОЙЧИВОСТИ И РИСКОВ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

А. А. Макаров, академик, профессор; ИНЭИ РАН, Москва

Энергетический сектор (энергетика) России обеспечивал в 2011—2014 гг. около 26 % валового внутреннего продукта (ВВП) России, 31—32 % её консолидированного бюджета и 68—69 % валютных поступлений от общего экспорта товаров [1] и служил одной из ключевых структур развития экономики. Но успешность развития энергетики подвержена внешним и внутренним рискам, реализация которых может ставить под угрозу достижение стратегических целей, замедлять и даже вызывать спад экономики страны. Так, восстановление экономики России после мирового кризиса 2008—2009 гг. сильно замедлилось под действием внутренних факторов, а геополитические потрясения* 2014—2015 гг. и спад конъюнктуры мировых энергетических рынков породили её «депрессию». По расчётам ИНЭИ РАН, это уменьшило в 2016—2017 гг. вклад энергетики в ВВП России до 15—16 % и в доходы бюджета до 26—28 %, что стало суровой демонстрацией значимости внешних и внутренних рисков и необходимости прогнозировать их возможные воздействия на энергетику и экономику страны.

1. Объект и этапы исследования стратегической устойчивости и рисков развития энергетики России. Объектом исследования является *энергетика* России, которая включает в себя:

- системы добычи, переработки, преобразования и транспортировки всех видов топлива и энергии, структурируемых по *отраслям* (нефтяная, газовая, угольная и электроэнергетика) и объединяемых понятием *топливно-энергетический* комплекс;
- системы топливо- и энергообеспечения потребителей всех категорий на определённых территориях страны, которые образуют *энергетику регионов* (ЭР) и обобщённо характеризуются частными и сводными топливно-энергетическими балансами (ТЭБ).

Устойчивость в широком смысле — способность системы сохранять свою структуру и траекторию развития при внешних и внутренних воздействиях. Применительно к задачам оперативного управления это понятие характеризует способность системы сохранять заданный режим функционирования, несмотря на внешние и внутренние воздействия, либо возвращаться к нему в приемлемое время с приемлемыми потерями и затратами. Но в задачах стратегического

* Конфликты вокруг Украины, Сирии, Исламского государства, иранское урегулирование и др.

планирования столь больших систем, как энергетика России, такое условие невыполнимо из-за необходимости рассматривать длительные периоды, когда помимо исследуемых рисков станут действовать и другие неопределённости и бифуркации. Это исключает возможность сохранения плановой траектории развития системы, делает неэффективным и даже невозможным возвращение на неё после сильных воздействий и обуславливает необходимость не жёсткого (по принципу «план — это закон»), а адаптивного планирования развития больших систем.

Поэтому в отличие от задач функционирования систем устойчивость стратегического развития энергетики является понятием относительным. Она оценивается мерой необратимости отклонений её будущих траекторий от плановой при разных внешних и внутренних воздействиях (факторах риска), а также обусловленными этим потерями эффективности системы. При наличии вероятностных оценок факторов риска и обусловленных ими потерь эффективности системы появляется возможность определять риски ухудшения её устойчивости.

Необходимым требованием к методу оценки устойчивости помимо количественного определения будущих отклонений выступает стратификация поля воздействий, т.е. шкала всё менее допустимых пороговых значений отклонений от целевой траектории развития энергетики страны с её отраслевыми и региональными подсистемами.

Для стратификации поля воздействий факторов риска на стратегическое развитие энергетики нужно прежде всего получить достаточно адекватное описание представительных *траекторий развития*. Для столь больших систем, как энергетика страны, объективно существует практически бесчисленное множество более или менее приемлемых траекторий развития, также как и возможных сочетаний порождающих их внешних и внутренних воздействий, обычно не имеющих вероятностного описания. В этих условиях конструктивен следующий подход к определению представительного состава *рациональных* траекторий развития энергетики:

- в рамках общего процесса стратегического планирования [2] определяется *целевой сценарий* развития энергетики с её отраслевыми и региональными системами;
- формируется по возможности полный состав неблагоприятных для целевого сценария сочетаний внешних и внутренних условий;
- для каждого сочетания условий рассчитываются рациональные (оптимальные для экономики страны) сценарии развития энергетики;
- динамика отклонений значимых параметров этих сценариев от целевых значений используется для количественной стратификации

поля возможных неблагоприятных воздействий на энергетику страны и регионов.

Таким образом, метод количественной оценки стратегической устойчивости энергетического сектора применяется к целевому сценарию его развития и должен обеспечить:

1) формирование представительного состава возможных внешних и внутренних сценарных условий развития энергетики;

2) расчёты оптимизированных для каждого состава условий сценариев развития энергетики страны и регионов;

3) количественную оценку меры отличия ключевых параметров каждого расчётного сценария и его эффективности от их значений при целевом развитии энергетики страны и регионов;

4) ранжирование расчётных сценариев по мере их влияния на устойчивость и риски развития энергетики.

2. Средства и способы формирования представительного состава сценарных условий развития энергетики России. Обычно расчётный набор сценарных условий развития энергетики формируется эвристически, в лучшем случае с использованием более или менее полного форсайт-исследования [3, 4]. Однако поле воздействий на развитие энергетики определяет настолько широкий спектр быстро меняющихся и сильно взаимодействующих факторов риска, что его описание в виде представительного состава сценарных условий требует достаточно полного моделирования поведения внешней среды энергетики. Для этого основные факторы риска выступают как переменные и/или ограничения модели, уравнения описывают взаимозависимости факторов, а результатом расчётов является мера их воздействия на условия развития энергетики России. Моделирование поведения внешней среды позволяет: полнее описать поле возможных воздействий; учесть изменчивость и взаимозависимость порождающих их факторов и в идеале получить оценки вероятности появления тех или иных воздействий.

При моделировании эволюции внешней среды энергетики требуются классификация основных факторов риска по степени влияния на развитие энергетики и возможно более формализованное описание их взаимодействий. На рис. 1.20 показан состав основных воздействий на развитие энергетики России и имеющихся средств (инструментов) их отображения в виде представительного набора сценарных условий.

Структуризация всего множества воздействий на развитие энергетики России начинается с выделения *внешнего* и *внутреннего* сегментов факторов риска. Внешние факторы риска имеют глобальный, а внутренние — страновой характер, действуя на энергетику России прямо или через развитие экономики страны.

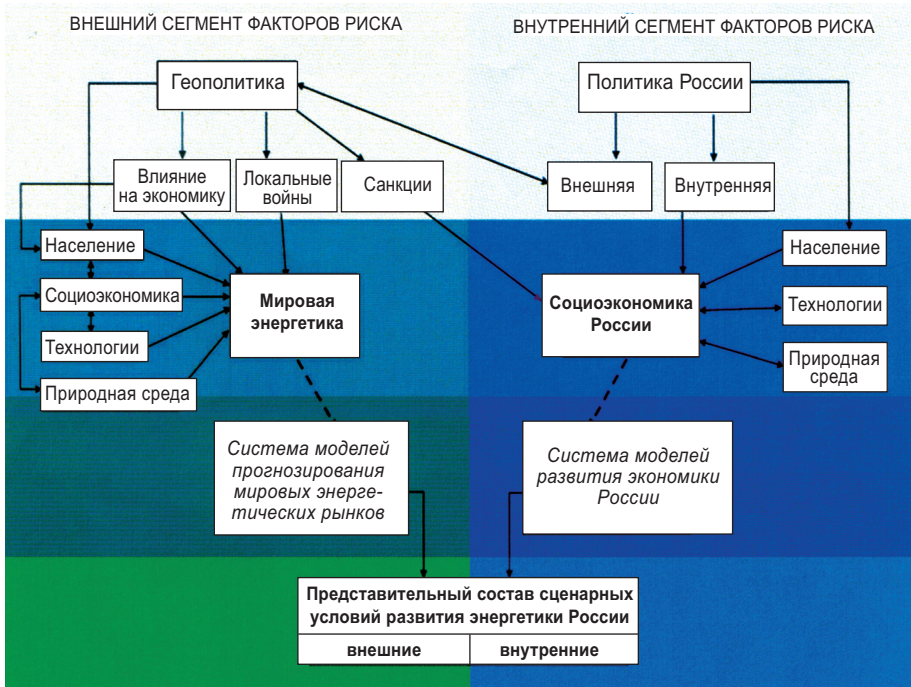


Рис. 1.20. Состав и взаимодействие основных факторов риска и систем моделей при формировании представительных сценарных условий развития энергетики России

В свою очередь, внешние и внутренние сегменты содержат *политический* и *социально-экономический* классы факторов риска. Наиболее неопределённой и плохо моделируемой является политическая составляющая внешних и внутренних факторов. Во внешнем сегменте она представлена *геополитикой*, в которой наряду с традиционными *экономическими воздействиями* всё чаще используются *локальные войны* и разного рода *санкции*. Во внутреннем сегменте политика сильно влияет на развитие энергетики через *международные* и *институциональные* аспекты.

В отличие от плохо прогнозируемых политических факторов риска для описания социально-экономического класса внешних и внутренних воздействий на энергетику уже имеются достаточно развитая методология, математические модели и базы данных, апробированные десятилетиями более или менее успешного прогнозирования развития энергетики мира и России [5—9].

В применяемом способе формирования представительного состава сценарных условий развития энергетики России (см. рис. 1.20)

для описания внешних экономических воздействий используется *система моделей прогнозирования мировых энергетических рынков* [5—8], а для формализации разнообразных внутренних воздействий — *система моделей развития экономики России* [5, 6, 9]. Эти системы моделей позволяют достаточно адекватно описать наиболее изученные и неплохо моделируемые *демографические, экономические, природно-ресурсные и технологические* группы факторов риска для мира и страны. Более того, они позволяют учитывать ряд эвристически оцениваемых политических воздействий и тем самым выполнять функции *интеграторов всех классов внешних и внутренних воздействий*. Именно эти системы моделей обеспечивают процесс формирования представительного состава сценарных условий развития энергетики России, который включает в себя:

1) определение состава ключевых параметров $n = 1, \dots, N$, влияющих на развитие энергетики России: для внешнего сегмента ими являются динамики цен и спроса на российские энергоносители на европейском и азиатском рынках, для внутреннего сегмента — динамики спроса и внутренние цены на энергоносители, цены (доступности) капитала, уровня зависимости от импорта энергетического оборудования, услуг и др.;

2) построение цепочек (графов) влияния выделенных внешних и внутренних факторов риска ($m = 1, \dots, M < N$) друг на друга с минимизацией их состава за счёт исключения малозначимых факторов (влияющих на ключевые параметры меньше заданного значения θ_m , которое определяется на базе статистических данных или результатов расчётов);

3) для каждого значимого фактора риска в пределах принятого диапазона возможных его изменений $(Z - \hat{Z})_{mt}$ фиксируется значение Z_{0mt} , которое соответствует целевому сценарию развития энергетики России, а в оставшейся части диапазона $(Z - Z_0)_{mt}$ выбираются $k = 1, \dots, K$ всё менее благоприятных для энергетики России его значений Z_{mkt} ;

4) по всем факторам риска внешнего и внутреннего графов принимаются их значения при $k = 1$, и для этой комбинации с использованием системы моделей прогнозирования мировых энергетических рынков и системы моделей развития экономики России рассчитывается вектор внешних и внутренних условий Y_1 , определяющих развитие энергетики России;

5) повторение таких расчётов для $k = 2, \dots, K$ даёт состав векторов Y_k сценарных условий развития энергетики России, достаточно представительный в отношении полноты охвата эвристически оцененных

границ и равномерности покрытия поля возможных воздействий, но, конечно же, не отражающий все возможные комбинации факторов риска;

б) если имеются возможности, то для каждого вектора сценарных условий Y_k оценивается частота (условная вероятность) p_k того, что внешние и внутренние условия развития энергетики России будут не хуже рассмотренных.

Найденный таким образом состав сценарных условий Y_k используется как исходная информация для расчётов K оптимизированных риск-сценариев развития энергетики России, каждому из которых по возможности даётся вероятностная характеристика p_k .

3. Методы расчёта и оценки устойчивости развития энергетики России. Под сценарием развития энергетики понимается совокупность взаимосвязанных значений плановых показателей (производственных, природных и экономических), характеризующих динамику развития ТЭК, его отраслей и энергетики регионов на принятом уровне планирования. По законодательству [2] разработка целевых сценариев развития основных народнохозяйственных секторов (включая ТЭК) должна сопровождаться их риск-анализом. Для этого используется модельно-информационный комплекс SCANNER [4, 5], схема которого представлена на рис. 1.21.

После формирования с использованием систем моделей прогнозирования развития мировых энергетических рынков (А) и экономики России (Б) представительного набора сценарных условий Y_k для каждого из них в блоке 1-а определяются динамика цен и потребности страны и регионов в основных видах топлива и энергии. Эти данные передаются в отраслевые блоки (2-5), а результаты их работы (вместе с региональными прогнозами использования местных энергоресурсов) поступают в блок разработки энергетических балансов страны и регионов (1-б).

По информации о динамике спроса на электроэнергию и тепло, а также о ценах на топливо и энергию в отраслевом блоке 2 оптимизируется развитие централизованного электро- и теплоснабжения. По найденным результатам определяется динамика спроса этих систем энергетики на основные виды топлива, которая передается в блоки развития топливных отраслей (3-5). С учётом оптимизации развития каждой отрасли (при полученной в блоке 1-а динамике внутреннего спроса и поступивших из системы моделей А размерах экспорта её продукции) определяется её производственное развитие и уточняются внутренние цены на топливо.

Полученная по результатам расчётов отраслевых блоков (2-5) динамика производства соответствующих видов топлива и энергии передаётся в блок 1-б для формирования частных и сводного ТЭБ



Рис. 1.21. Состав и схема взаимодействия комплекса моделей для оценки устойчивости и рисков энергетики России к внешним и внутренним воздействиям

страны и регионов. По ним, при необходимости, корректируются производственные программы развития отраслей энергетики (2-5, а) и разрабатываются финансово-экономические показатели их развития (2-5, б). Эта информация используется для пересчёта системы моделей развития экономики России (Б). Полученная уточнённая динамика ВВП страны G_{z+1} сравнивается с предыдущей G_z , и итерации прекращаются, когда разница их абсолютных значений становится меньше заданной точности расчётов ε_G : $|G_{z+1} - G_z| \leq \varepsilon_G$.

Достаточно большой опыт расчётов* показывает, что повторение итеративного цикла требовалось примерно в половине, а третья итерация — менее чем в 10 % из многих десятков рассчитанных сценариев развития ТЭК России.

* С 1995 г. выполнено четыре цикла разработки Энергетической стратегии России с расчётами 10—15 сценариев в каждом цикле при систематическом совершенствовании инструментария стратегического планирования развития энергетики [6].

Использование комплекса SCANNER для исследования устойчивости энергетического сектора России позволяет моделировать изменения конъюнктуры внешних и внутренних рынков по следующим основным видам топлива и энергии: нефти; некоторым видам нефтепродуктов; природному газу, в том числе сжиженному; энергетическому и коксующемуся углю; электроэнергии и централизованному теплу. Оценка устойчивости к этим изменениям ТЭК в целом, его отраслей и энергетики регионов выполняется в динамике (сначала по годам, а затем по пятилетним периодам — до 2050 г.) и даёт количественную меру относительных отклонений значений ключевых энергетических и экономических (стоимостных) характеристик, состав которых различается по уровням иерархии.

Оценка устойчивости развития энергетического сектора России осуществляется для трех его уровней иерархии: ТЭК, его отраслей и энергетики регионов России.

Уровень ТЭК. Общей количественной мерой (индикатором) устойчивости ТЭК России для t -го года принято относительное отклонение объемов созданного в нём ВВП страны от его значения при целевом сценарии при реализации вектора Y_k сценарных условий развития энергетики России:

$$\delta G_{kt\text{ТЭК}} = \frac{G_{kt} - G_{t0}}{G_{t0}}, \quad (1.5)$$

где G_{t0} , G_{kt} — объёмы ВВП России при целевом сценарии и риск-сценарии k .

Наряду с общей мерой могут применяться частные индикаторы устойчивости ТЭК по таким ключевым показателям его развития (i), как производство, внешнее и внутреннее потребления первичной энергии и основных её видов (нефти, газа, угля, электрической и тепловой энергии), соответствующие финансово-экономические показатели развития отраслей ТЭК (капиталовложения, добавленная стоимость, налоговые платежи и др.), которые определяют вклад ТЭК в динамику ВВП страны.

Частный уровень устойчивости ТЭК в t -м году для i -го показателя определяется как

$$u_{t\text{ТЭК}}^{(i)} = \frac{W_{t0}^{(i)} + \sum \Delta W_{ijk}^{(i)}}{W_{t0}^{(i)}}, \quad (1.6)$$

где $W_{t0}^{(i)}$ — значение в t -м году i -го частного показателя устойчивости ТЭК России при целевом сценарии; $\Delta W_{ijk}^{(i)}$ — изменение

вклада отрасли j в частный показатель устойчивости комплекса в t -м году при реализации вектора Y_k сценарных условий развития энергетики.

Частные индикаторы устойчивости ТЭК России используются при анализе его устойчивости для выделения наиболее чувствительных к внешним и внутренним рискам параметров развития энергетики (по регионам, отраслям и ТЭК в целом), чтобы определить приоритеты мероприятий по повышению устойчивости.

Интегральные за рассматриваемый период T значения общего и частных индикаторов устойчивости рассчитываются суммированием по индексу t дисконтированных во времени значений числителя и знаменателя в выражениях (1.5) и (1.6).

Уровень отраслей ТЭК. Для отраслей ТЭК используются частные отраслевые индикаторы устойчивости. По каждому риск-сценарию развития энергетики Y_k они определяются отклонением ключевых показателей развития отрасли от их значений при целевом сценарии. Каждая отрасль ТЭК имеет свой набор ключевых показателей. Для нефтяной, газовой и угольной отраслей это объёмы производства основных видов продукции (добыча и переработка топлива, выход основных продуктов), произведенная добавленная стоимость (вклад в ВВП страны), необходимые капиталовложения, налоговые поступления в бюджет. Для электроэнергетики и централизованного теплоснабжения ключевыми показателями служат установленная мощность электростанций, объёмы производства электроэнергии и отпуска тепла, потребления органического топлива, добавленная стоимость, капиталовложения и налоговые поступления в бюджеты всех уровней.

Частные индикаторы устойчивости каждой отрасли ТЭК по названным показателям её состояния в реперные годы определяются в соответствии с (1.6).

Уровень энергетики регионов. Для федеральных округов или субъектов Федерации определяются частные региональные индикаторы устойчивости как значения относительного изменения ключевых показателей развития их энергетики под действием факторов риска. Для оценки уровня устойчивости энергетики региона используются такие ключевые показатели, как объёмы производства и внутреннего потребления каждого вида энергии, обеспеченность региона энергией собственного производства, а также аналогичные показатели для наиболее значимых видов энергии, поставляемых в регион специализированными видами транспорта. Частные региональные индикаторы устойчивости энергетики регионов по названным ключевым показателям определяются по (1.6).

4. Ранжирование сценариев и оценка рисков развития энергетики России. Ранжирование полученных с использованием комплекса SCANER представительных сценариев развития энергетики

России выполняется в целях повышения обоснованности решений по снижению негативных последствий действия факторов риска. Изложенный в п. 2 способ формирования представительного состава внешних и внутренних сценарных условий позволяет автоматически упорядочивать их по возрастанию негативных воздействий на энергетику России. На данном этапе исследования ставится задача количественной оценки уровня угроз в рассматриваемых сценариях в зависимости от меры неопределённости будущего.

При отсутствии оценок вероятности (частоты) реализации внешних и внутренних условий развития энергетики России уровень угроз, возникающих при реализации сценарных условий k , определяется как сумма рассчитанных по выражению (1.5) и дисконтированных по времени ежегодных потерь ВВП за рассматриваемый период:

$$\delta G_{k \text{ ТЭК}} = \sum_1^T \delta G_{kt \text{ ТЭК}} / (1 + \varepsilon)^t, \quad (1.7)$$

где ε — коэффициент дисконтирования ВВП России.

Аналогично оцениваются потери вклада в ВВП δG_{kj} каждой отрасли j , которые также используются для экспертной оценки и категорирования уровня угроз при её долгосрочном развитии. Определяемые по выражению (1.6) частные индикаторы устойчивости развития отраслей ТЭК и энергетики регионов требуются для выявления дополнительных узких мест и поиска способов снижения ущербов развитию энергетики России.

Ранжированный перечень сценариев развития энергетики категоризируется по размеру ущерба для развития энергетики и экономики России с выделением следующих зон.

1. *Зона допустимых воздействий* Y_d соответствует умеренному ухудшению внешних и внутренних условий, когда определяемые по (1.5) и (1.7) потери ВВП страны не превышают эвристически принятый приемлемый уровень интегрального индикатора устойчивости ТЭК ($\delta G_{d \text{ ТЭК}}$ и $\delta G_{d \text{ ТЭК}}$):

$$\delta G_{kt \text{ ТЭК}} \leq \delta G_{d \text{ ТЭК}}; \quad \delta G_{k \text{ ТЭК}} \leq \delta G_{d \text{ ТЭК}}. \quad (1.8)$$

Соответствующие этим условиям производственные и финансовые показатели развития отраслей ТЭК и энергетики регионов в основном находятся в зоне допустимых отклонений, но не исключены возможности «тревожных» и даже опасных значений некоторых частных индикаторов устойчивости развития отдельных подсистем энергетики.

2. При достижении *зоны тревожного уровня* требуется реализации предупредительных и корректирующих мероприятий, поскольку её внешняя граница $Y_{\text{тр}}$ соответствует значимым потерям ВВП страны ($\delta G_{\text{тр } t \text{ ТЭК}}$ и $\delta G_{\text{тр ТЭК}}$) из-за ухудшения внешних и внутренних условий:

$$\delta G_{\text{д } t \text{ ТЭК}} < \delta G_{\text{кт ТЭК}} \leq \delta G_{\text{тр } t \text{ ТЭК}}; \quad \delta G_{\text{д ТЭК}} < \delta G_{\text{к ТЭК}} \leq \delta G_{\text{тр ТЭК}}. \quad (1.9)$$

Соответствующие этим условиям производственные и финансовые показатели развития отраслей ТЭК и энергетики регионов определяют зоны «тревожных» (а иногда опасных и даже критических) отклонений частных индикаторов устойчивости развития отдельных подсистем энергетики.

3. Наличие *зоны опасного уровня* требует принятия неотложных мер для перехода в зоны менее опасных уровней, поскольку её внешняя граница $Y_{\text{оп}}$ соответствует большим потерям ВВП страны ($\delta G_{\text{оп } t \text{ ТЭК}}$ и $\delta G_{\text{оп ТЭК}}$) из-за ухудшения внешних и внутренних условий:

$$\delta G_{\text{тр } t \text{ ТЭК}} < \delta G_{\text{кт ТЭК}} \leq \delta G_{\text{оп } t \text{ ТЭК}}; \quad \delta G_{\text{тр ТЭК}} < \delta G_{\text{к ТЭК}} \leq \delta G_{\text{оп ТЭК}}. \quad (1.10)$$

Соответствующие этим условиям производственные и финансовые показатели развития отраслей ТЭК и энергетики регионов определяют зоны опасных (а по некоторым частным индикаторам даже критических) отклонений частных индикаторов устойчивости развития отдельных подсистем энергетики.

4. Попадание в *зону критического уровня* грозит невозможностью достижения целевых показателей развития ТЭК России и его отраслей на рассматриваемом этапе стратегического планирования и соответствует опасным потерям ВВП страны ($\delta G_{\text{кр } t \text{ ТЭК}}$ и $\delta G_{\text{кр ТЭК}}$) из-за ухудшения внешних и внутренних условий:

$$\delta G_{\text{оп } t \text{ ТЭК}} < \delta G_{\text{кт ТЭК}} \approx \delta G_{\text{кр } t \text{ ТЭК}}; \quad \delta G_{\text{оп ТЭК}} < \delta G_{\text{к ТЭК}} \approx \delta G_{\text{кр ТЭК}}. \quad (1.11)$$

Соответствующие этим условиям производственные и финансовые показатели определяют зоны критических отклонений частных индикаторов устойчивости развития отраслей ТЭК и энергетики регионов.

По результатам расчётов частных индикаторов устойчивости развития отдельных отраслей ТЭК и энергетики регионов выявляются «проблемные» параметры, значения которых оказываются выше или ниже граничных значений соответствующих зон. Их анализ позволяет выделить отрасли и регионы, наиболее чувствительные к изменению внешних и внутренних условий. Это дает основу для разработки мер по повышению устойчивости ТЭК России, компенсирующих ожида-

емые отклонения с минимизацией их объемов или финансово-экономических ущербов. Такая системная оценка угроз и рисков позволяет обосновывать действия государства в институциональной, инвестиционной, ценовой, налоговой и таможенно-тарифной сферах по снижению их негативных последствий и повышению устойчивости энергетики и экономики страны к неблагоприятным изменениям внешних и внутренних условий.

Если удаётся *оценить частоту* (условную вероятность) реализации p_k представительных сценариев внешних и внутренних условий развития энергетики Y_k , то процедура ранжирования результатов оптимизации энергетики дополняется оценками ожиданий возможных потерь ВВП страны при реализации каждого сценария k . Распределение вероятностей реализации условий Y_k и соответствующих им оптимальных решений и размеров вклада Φ_k ТЭК в ВВП страны можно оценить исходя из принципа максимума энтропии* и описать функцией бета-распределения [10] или обобщённой формулой Гурвица [11]. Тогда ожидаемое значение потерь ВВП (риск r_k) при реали-

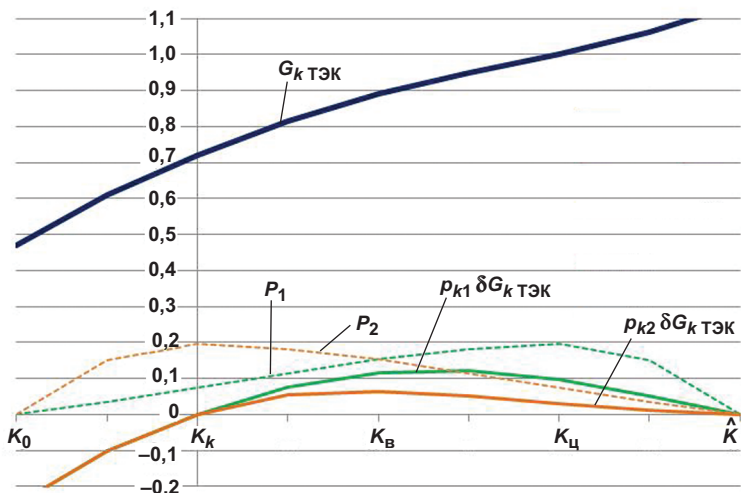


Рис. 1.22. Изменения относительных значений ВВП страны и рисков его потерь для представительных сценариев развития ТЭК России

* Максимальное использование неполных сведений о характере изменения случайной величины для построения наиболее осторожной гипотезы о виде закона её распределения.

зации сценария k развития ТЭК России по сравнению с целевым сценарием ($\delta G_{k \text{ ТЭК}}$) оценивается как

$$r_k = p_k \delta G_{k \text{ ТЭК}}. \quad (1.12)$$

Порядки величин и влияние параметров распределения частоты реализации представительных сценарных условий развития энергетики ($k = K_0, \dots, \hat{K}$) на динамику экономических рисков показаны на рис. 1.22. Здесь жирной кривой изображается изменение относительных значений вклада ТЭК в ВВП страны ($G_{k \text{ ТЭК}}$), штриховыми линиями — крайние реализации функции бета-распределения (P_1 и P_2), а более тонкими линиями — соответствующие этим условиям изменения рисков потери ВВП страны ($p_{k1} \delta G_{k \text{ ТЭК}}$ и $p_{k2} \delta G_{k \text{ ТЭК}}$). Они иллюстрируют два важных обстоятельства: 1) по мере ухудшения условий развития энергетики риски потери ВВП нарастают примерно на порядок медленнее снижения абсолютных значений ВВП; 2) при отклонениях от целевого сценария вид функции бета-распределения всё менее влияет на размеры рисков потери ВВП.

Ожидаемые размеры риска $p_k \delta G_{k \text{ ТЭК}}$ отклонений сценария k от целевого определяют цену усилий (значения затрат на страховочные мероприятия по развитию ТЭК), которые целесообразно принимать для противодействия ухудшению условий развития энергетики России.

Список литературы

1. **Российский** статистический ежегодник, 2017. URL: <http://www.gks.ru> (дата обращения 15.05.2018).
2. **Федеральный** закон Российской Федерации от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» // Российская газета 2014. 3.07.
3. **Keenan Michael**. Organising and Managing Foresight / Michael Keenan. 2006.
4. **Kashani E. S.** New Understanding of Foresight In light of new rationales of S&T policy / E. S. Kashani. 2006.
5. **SCANER** — Super Complex for Active Navigation in Energy Research / Under edition A.A. Makarov. M.: ERI RAS, 2011.
6. **Макаров А.А.** Модельно-информационная система для исследования перспектив энергетического комплекса России (SCANER) / А.А. Макаров // Управление развитием крупномасштабных систем. М.: Физматлит, 2012.
7. **Эволюция** мировых энергетических рынков и её последствия для России / Под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. М.: ИНЭИ РАН-АЦ при Правительстве РФ, 2015.
8. **Макаров А.А.** Системные исследования развития энергетики: курс лекций / А.А. Макаров. М.: Издательский дом МЭИ, 2015.

9. **Малахов В.А.** Модель исследования макроэкономических последствий ограничений эмиссии парниковых газов / В.А. Малахов, Т.Г. Дубынина // Экономика и математические методы. 2010. Т. 46. № 2.
10. **Лившиц В.Н.** Выбор оптимальных решений в технико-экономических расчётах / В.Н. Лившиц. М.: Экономика, 1971.
11. **Виленский П.Л.** Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика: учеб. пособие / П.Л. Виленский, В.Н. Лившиц, С.А. Смоляк. М.: Полипринт сервис, 2015.

1.8. СПОСОБЫ АНАЛИЗА И СУЖЕНИЯ ПРОГНОЗНОЙ ОБЛАСТИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ*

Ю.Д. Кононов, доктор экономических наук, профессор; Д.Ю. Кононов, кандидат технических наук; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

При прогнозных исследованиях систем энергетики предполагается решение следующих основных задач: определение вероятной динамики спроса и цен на энергоносители, возможного и эффективного развития отраслевых и региональных систем; выявление барьеров и стратегических угроз; определение перспективы НТП (рис. 1.23). Каждая из этих взаимосвязанных задач решается своими методами. Общим при этом является необходимость учета неопределенности и многовариантных расчетов. Результаты этих расчетов и образуют прогнозную область динамики соответствующих показателей.

Анализ и сужение прогнозных областей показателей, характеризующих динамику развития ТЭК и его отраслевых систем, включает в себя: определение границ области; выделение устойчивых решений (инвариантов); комплексную оценку вариантов, формирующих конус неопределенности; ранжирование этих вариантов по вероятности их возможной реализации.

Ниже рассматриваются и иллюстрируются методические подходы к формированию и анализу прогнозных областей показателей, относящихся к задаче рационального развития систем энергетики (на примере

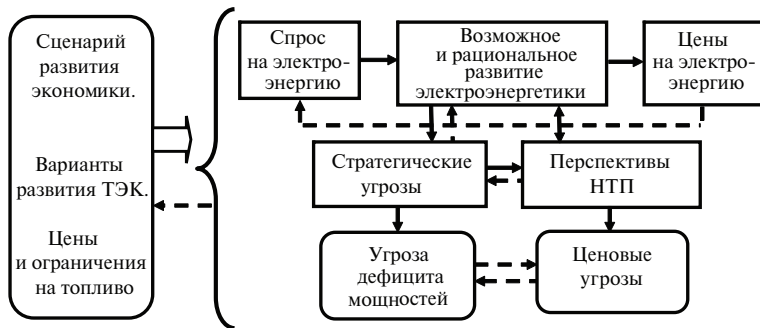


Рис. 1.23. Взаимосвязи задач прогнозных исследований развития электроэнергетики

* Представлены результаты исследований, выполненных по гранту РФФИ (проект № 16-06-00091).

электроэнергетики). К этим показателям относятся: темпы и структура производства электроэнергии; структура ввода мощностей; требуемые ресурсы; стоимость электроэнергии; индикаторы, характеризующие стратегические угрозы.

Важно отметить, что прогнозные области возможной динамики этих показателей формируются для каждого заданного сценария развития энергетики и ТЭК. В конечном итоге должна анализироваться и общая для всех сценариев прогнозная область — «базовое прогнозное поле» (по терминологии В.В. Бушуева [1]).

Размеры прогнозной области, границы «конуса неопределенности» зависят от состава и числа варьируемых исходных данных. В используемых оптимизационных моделях могут рассматриваться и разные критерии оптимальности. Обычно это минимум приведенных (дисконтированных) затрат на обеспечение задаваемой потребности в энергоносителях. В этом случае могут использоваться разные коэффициенты дисконтирования. Как показывают экспериментальные расчеты, изменение этих коэффициентов заметно влияет на результаты расчетов (табл. 1.8).

Широко применяемыми способами повышения обоснованности и сужения прогнозной области являются: увязка прогнозов развития ТЭК со сценариями развития экономики и конъюнктуры мировых энергетических рынков; развитие методического инструментария (стенды моделей, модельно-информационные комплексы); совершенствование математических методов принятия решений в усло-

Таблица 1.8. Влияние изменения коэффициента дисконтирования на структуру ввода новых электростанций, % от суммарной мощности

Тип станции	Норма дисконта, %			
	7	10	15	20
Газовые:				
КЭС	23	33	43	43
ТЭЦ	19	18	18	18
Угольные:				
КЭС	29	26	30	32
ТЭЦ	10	9	8	7
АЭС	11	10	0,5	0
ГЭС	5	3	0,5	0
На основе ВИЭ	3	1	0	0

Примечание. Приведены результаты оптимизационных расчетов авторов для одного из сценариев развития электроэнергетики в европейской части РФ в период 2025-2030 гг.

виях неопределенности. К числу этих способов можно добавить еще два: поэтапный подход к решению основных задач прогнозных исследований [2] и количественная оценка вероятности и рискованности реализации вариантов и объектов, формирующих прогнозную область [3].

Поэтапный процесс прогнозирования от отдаленного будущего к ближайшему не исключает последующей обратной реакции при прогнозных исследованиях — корректировки долгосрочных прогнозов по результатам углубленного анализа не столь отдаленной перспективы. На каждом из этих временных этапах итеративные расчеты («сверху-вниз» и «снизу-вверх») позволяют учесть особенности развития (возможности и требования) систем разного иерархического уровня, формирующих общеэнергетическую систему страны. На начальном этапе при прогнозных исследованиях (перспектива более 20—25 лет) рассматривается минимальное число иерархических уровней и моделей (рис. 1.24). Очевидно, что состав и свойства используемых моделей, степень их агрегирования зависят не только от рассматриваемой перспективы, но и от решаемой с их помощью на каждом этапе прогнозной задачи.

Представляется, что важную роль в сужении прогнозной области возможного развития электроэнергетики и других отраслевых систем может сыграть количественная оценка вероятности реализации и рискованности для потенциальных инвесторов вариантов и объектов, формирующих «конус неопределенности». При этом возможны два разных подхода.

При большом наборе вариантов развития рассматриваемых систем, полученных с помощью оптимизационных моделей, размер вероятного места того или иного объекта со значением (мощностью) X_i в прогнозной области можно оценить по доле, которую занимают варианты с такой или большей мощностью в общем числе рассматриваемых вариантов.

Эти варианты, как правило, получаются при условиях и сценариях, неодинаковых по достоверности. Если экспертно придать веса этой сравнительной достоверности и нормировать их, то вероятность реализации в прогнозе рассматриваемого объекта со значением X_i будут составлять

$$v_i(t) = n_i(t)w_i/n(t),$$

где n — общее число вариантов; n_i — число вариантов, в которых значение (мощность) рассматриваемого объекта равна не менее X_i ; w_i — сумма нормированных весов таких вариантов.

Этот подход ниже иллюстрируется на примере оценки динамики вероятностей максимальной мощности парогазовых установок

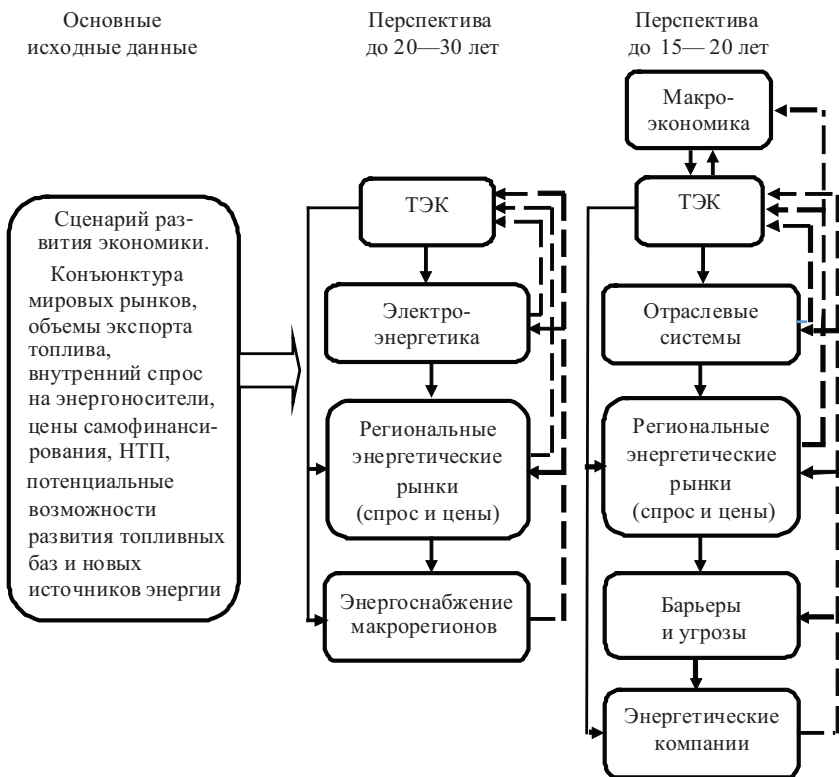


Рис. 1.24. Взаимосвязи между иерархическими уровнями, задачами и моделями на разных этапах долгосрочного прогнозирования ТЭК

(ПГУ) в США. Анализировались 30 сценариев развития американской энергетики, опубликованных в 2013 г. [5]. Прогнозная область ввода мощностей ПГУ в 2015—2040 гг. показана на рис. 1.25. Видно, что уже к 2025 г. разница между максимальным и минимальным значениями мощности превышает 100 ГВт.

Из характеристик этих сценариев очевидны их неоднородность, разные достоверность и значимость. Поэтому пришлось экспертно присвоить им разные веса. Наибольшие 10 баллов получил базовый сценарий. Результаты оценок вероятности вариантов развития ПГУ приведены в табл. 1.9.

Второй предлагаемый подход к сужению прогнозной области основывается на оценке инвестиционных рисков. Он предполагает использование стохастической модели (МИСС-ЭЛ) энергоснабжения отдельных макрорегионов или энергосистем [6]. В ней оптимиза-

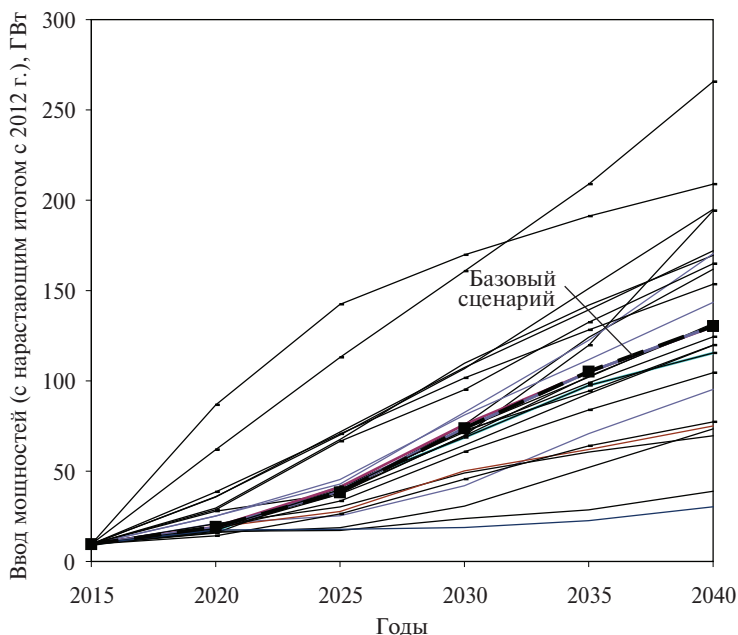


Рис. 1.25. Прогнозируемая динамика ввода мощностей ПГУ в США при разных сценариях развития энергетики (обобщенные данные [5])

Таблица 1.9. Вероятные значения верхней границы прогнозной области суммарной мощности ПГУ в США, ГВт

Вероятность, %	Годы		
	2020	2030	2040
70	13	50	90
50	18	65	118
40	25	75	150
30	28	90	175
10	38	125	210

Примечание. Приведены данные авторского анализа 30 сценариев развития энергетики США.

ция дополняется методом Монте-Карло, а исходные данные задаются интервалами своих возможных значений с указанием характера распределения их вероятных значений внутри этих интервалов.

Результаты множества расчетов (сотни испытаний методом Монте-Карло) позволяют определить число (частоту) попаданий каждого типа электростанций (с определенной мощностью) в опти-

мальные для разных условий решения. Отношение этого показателя к общему числу решений (испытаний) дает представление о большей или меньшей вероятности реализации проектов отдельных станций.

Наиболее приемлемая структура всех новых электростанций в рассматриваемой энергосистеме определяется как средняя из всех полученных в испытаниях или по одному из известных критериев принятия решений в условиях неопределенности. Для этого выбранного варианта рассчитывается вероятность (риски) ввода всех электростанций данного типа и разной мощности. Чем ниже экономическая эффективность и вероятность включения рассматриваемой станции в перспективные планы, тем выше инвестиционные риски. Станции с неприемлемым для потенциального инвестора риском могут быть удалены из прогнозной области развития электроэнергетики, при этом уменьшаются ее размеры.

В качестве иллюстрации в табл. 1.10 приведены результаты расчетов модели МИСС-ЭЛ для оценки инвестиционных рисков ввода мощностей электростанций в европейской части страны в прогнозируемых условиях в период 2020—2025 гг.

Учитывались особенности шести выделенных в модели регионов: цены на топливо; ограничения на ввод отдельных типов электростанций; их технико-экономические показатели. При этом задаваемые интервалы неопределенности исходных данных составляли: для цен на топливо — 10÷15 % для каждого региона; прироста потребности в электроэнергии — 1÷10 %; других показателей — 5÷15 %. Рассматривались два варианта распределения вероятных значений всех этих показателей внутри задаваемых диапазонов: нормальное (близкое к средним) и равновероятное (интервальная неопределенность).

Таблица 1.10. Влияние неопределенности исходных данных на инвестиционные риски новых мощностей

Характер неопределенности	Тип электростанций	Средние риски, %	
		всех станций	наименее эффективных мощностей
Нормальное распределение	Газовые	4	16
	Угольные	4,5	49
	На основе ВИЭ	10	38
Интервальная неопределенность	Газовые	9	39
	Угольные	12	69
	На основе ВИЭ	21	68

Примечание. Приведены результаты расчетов одного из авторских прогнозов развития электроэнергетики европейской части РФ.

В заданных условиях наиболее экономически эффективными и наименее рискованными оказались газовые электростанции (преимущественно ПГУ ТЭЦ). Их доля в суммарном вводе мощностей составила 53 % при нормальном распределении и 51 % при интервальной неопределенности, а средний инвестиционный риск вариантов их ввода изменялся от 4 до 9 %. Доля угольных станций колебалась от 44 до 46 % с увеличением среднего риска в пределах 4,5—12 %. Удельный вес электростанций на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) не превышал 3 %, а среднее значение их риска в зависимости от характера неопределенности лежал в диапазоне 10—21 %.

Если из каждой группы однотипных электростанций выделить наименее эффективные (8—10 % вводимых мощностей), то их инвестиционные риски могут оказаться значительно выше средних. Из данных таблицы видно, что при интервальной неопределенности рискованность капиталовложений в такие объекты может стать неприемлемой (особенно в группах угольных станций и станций на основе ВИЭ).

Оценка инвестиционных рисков отдельных крупномасштабных проектов, исключение их из состава рассматриваемых в случае неприемлемого риска позволяют вносить соответствующие коррективы в исходные данные и ограничения для оптимизационной модели электроэнергетики или ТЭК при поэтапном прогнозировании и итерационных расчетах «снизу-вверх».

Предложенный методический подход к оценке инвестиционных рисков и серьезности угрозы возможного дефицита мощности может быть использован при определении численных значений индикаторов энергетической безопасности [2]:

$$РД = \sum_i r_i N_i / \sum_i N_i;$$

$$МНР = \sum_i \bar{N}_i / \sum_i N_i,$$

где РД — угроза дефицита; МНР — доля новых мощностей с неприемлемым риском в рассматриваемом варианте; N_i — проектируемый ввод мощностей; \bar{N}_i — ввод мощностей инвестиционных проектов с недопустимым риском; r_i — инвестиционные риски отдельных проектов.

Очевидно, что рациональные способы анализа прогнозной области и сужения ее размеров зависят от рассматриваемой перспективы, степени и характера неопределенности исходной информации

и важности результатов прогнозов для принятия стратегических решений.

Необходимо привносить в долгосрочный прогноз четкие целевые установки, позволяющие выбирать из размытого «конуса» научно обоснованных возможностей удовлетворительный для практических целей узкий «пучок» траекторий, т.е. определенную стратегию развития энергетики [7].

Список литературы

1. **Бушуев В.В.** Энергетическая стратегия — 2050: методология, вызовы, возможности / В.В. Бушуев, А.И. Громов // Энергетическая политика. 2013. № 2. С. 11—18.
2. **Кононов Ю.Д.** Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК / Ю.Д. Кононов. Новосибирск: Наука, 2015.
3. **Кононов Ю.Д.** Оценка инвестиционных рисков при выявлении стратегических угроз энергетической безопасности / Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов // Надежность и безопасность энергетики. 2016. № 2(33). С. 9—15.
4. **Кононов Ю.Д.** Рациональное агрегирование территории при долгосрочном прогнозировании цен на электроэнергию / Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов // Проблемы прогнозирования. 2016. № 6. С. 56—64.
5. **Annual Energy Outlook 2013** [электронный ресурс] / U.S. Energy Information Administration. URL: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/> (дата обращения 05.04.2018).
6. **Кононов Ю.Д.** Оценка влияния неопределенности исходных данных на эффективность вариантов энерго- и топливоснабжения регионов в прогнозных исследованиях / Ю.Д. Кононов, В.Н. Тыртышный // Проблемы прогнозирования. 2013. № 1. С. 90—94.
7. **Макаров А.А.** Методы и результаты прогнозирования развития энергетики России / А.А. Макаров // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 26—40.

1.9. ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТРЕБНОСТЕЙ РОССИИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

С.М. Сендеров, доктор технических наук; В.И. Рабчук, кандидат технических наук; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Характеристика проблемы

Для России перспективы энергетической безопасности (ЭБ) определяются возможностями ее энергетических отраслей обеспечивать внутренние потребности страны в экономически доступных топливно-энергетических ресурсах (ТЭР) и поставки российских ТЭР на экспорт. В данном параграфе анализируются первичные ТЭР и рассматривается проблема на федеральном уровне.

О сущности кризисных явлений сегодняшнего дня в экономике страны можно судить по рис. 1.26—1.28 [на рис. 1.26 представлены годовые темпы изменения ВВП России в период 2010—2016 гг., на рис. 1.27 — динамика изменения мировой цены на нефть (марки Brent), а на рис. 1.28 — суммарные годовые выручки России от экспорта и от экспорта ТЭР].

Результаты анализа данных рис. 1.26 показывают, что годовые приросты ВВП стали падать с 2011 г. и всего за два года (еще до присоединения Крыма и введения санкций) эти приросты снизились с 4,3 до 1,3 %. Динамика изменения ВВП зависит от двух групп фак-

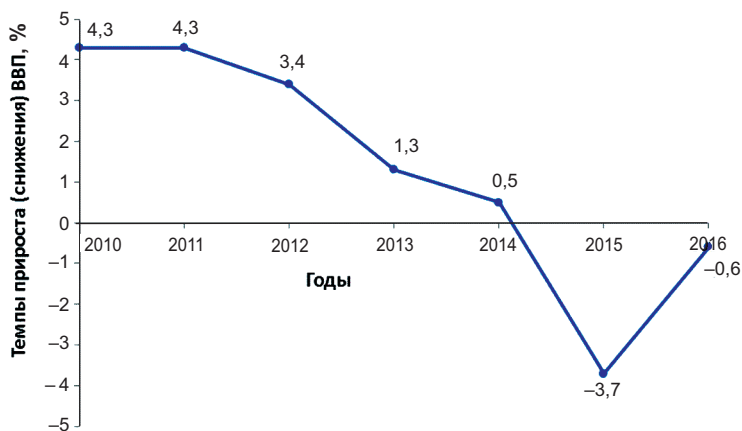


Рис. 1.26. Изменение годовых темпов прироста (снижения) ВВП России в период 2010—2016 гг.

торов: внешнеэкономических и определяющих степень внутренней деловой активности.

Из рис. 1.27 и 1.28 видно, что с 2011 по 2013 гг. внешнеэкономические факторы не сказывались отрицательно на ВВП России (высокая цена на углеводороды), следовательно, в указанный период нача-

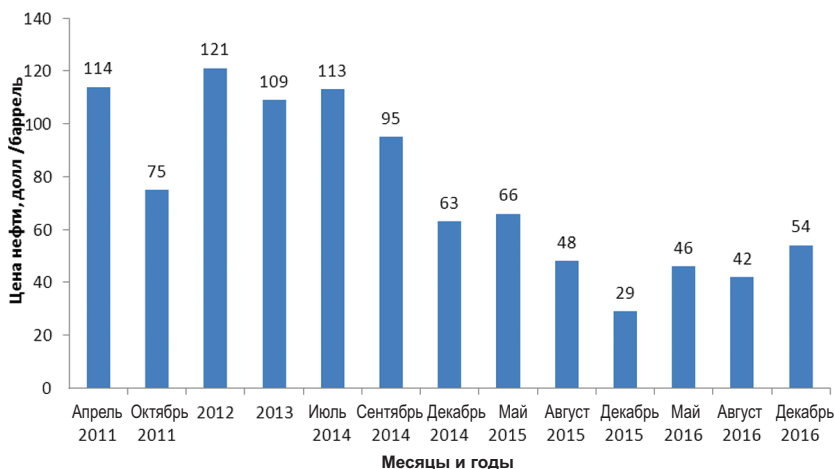


Рис. 1.27. Изменение цены на нефть (марки Brent) на внешних рынках в период 2011—2016 гг. [1]

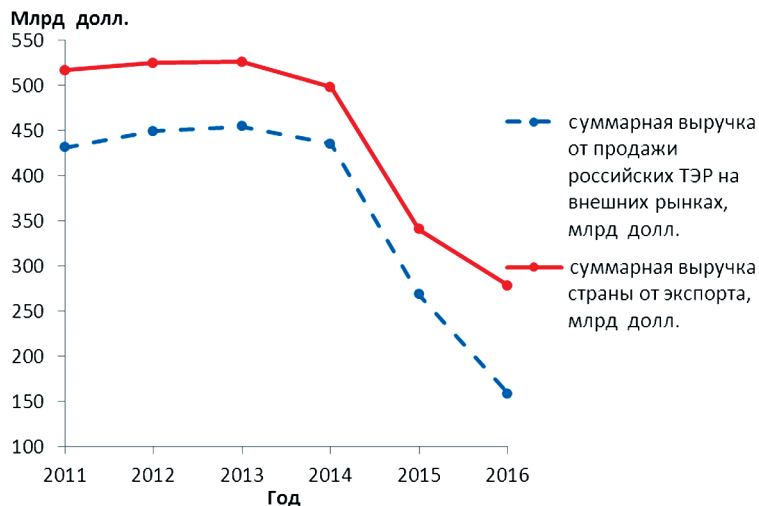


Рис. 1.28. Выручка от экспорта российских ТЭР и суммарная выручка России от экспорта в период 2011—2016 гг.

лось снижение деловой активности внутри страны. С 2014 г. началось действие санкций, которые, кроме всего прочего, фактически лишили крупные энергетические компании России возможностей получать дешевые заемные средства с продолжительными периодами их выплаты. Снижение цен на углеводороды привело в 2015 г. к уменьшению ВВП на 3,7 % (по отношению к 2014 г.), а в 2016 г. — на 0,6 % (по отношению к 2015 г.) [2].

В энергетических отраслях описанная выше ситуация привела к заметному уменьшению возможностей по созданию новых мощ-

Таблица 1.11. Показатели ТЭК России в период 2011—2016 гг.

Показатель	Годы					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Собственное производство первичных ТЭР (всего), млн т у.т.	1774	1813	1849	1830	1863	1911
В том числе:						
природного газа, млрд м ³	638	655	668	642	636	653
нефти и газового конденсата, млн т	511	518	523	527	534	547
угля, млн т	335	349	352	359	372	383
электроэнергии ГЭС, АЭС и прочих ТЭР, млн т у.т.	69	70	68	71	70	70
Импорт ТЭР (всего), млн т у.т.	42	39	35	33	28	29
Всего (приход), млн т у.т.	1816	1852	1884	1863	1897	1940
Внутреннее потребление первичных ТЭР (всего), млн т у.т.	1020	1041	1060	994	970	990
Экспорт ТЭР (всего), млн т у.т.	796	811	824	869	921	950
В том числе:						
нефти, млн т	245	240	234	223	238	253
природного газа*, млрд м ³	186	190	205	187	175	194
угля, млн т	110	131	143	152	169	164
нефтепродуктов, млн т	114	125	152	165	185	162
электроэнергии**, млрд кВт·ч	18	20	17	15	12	16
Всего (расход), млн т у.т.	1816	1852	1884	1863	1897	1940

* Без импортного газа.

** Разница между теми объемами электроэнергии, которые поставляет Россия на экспорт и получает по импорту.

Примечание. Приведены данные ИСЭМ СО РАН с учетом представленных в [3—13].

ностей, к падению темпов обновления основных производственных фондов, к резкому снижению темпов уменьшения удельной энергоёмкости ВВП (при падении цен на углеводороды удельная энергоёмкость ВВП России может даже расти). Все это в перспективе будет отрицательно сказываться на ситуации с обеспечением потребителей страны энергоресурсами и с экспортом российских ТЭР.

В исследованиях ИСЭМ СО РАН используется рассмотренный ниже порядок учета кризисных явлений сегодняшнего дня в экономике страны при прогнозировании ситуации с обеспечением энергетической безопасности России до 2030 г. Прогноз указанной ситуации до 2020 г. делается на основе реальных количественных показателей функционирования ТЭК в период 2011—2016 гг. (табл. 1.11), а затем прогнозные количественные показатели для 2030 г. берутся как исходные при прогнозе той же ситуации до 2030 г. (опорные годы — 2025 и 2030).

Оценка внутренних потребностей России в первичных ТЭР на перспективу до 2030 г.

Внутренние потребности страны в первичных ТЭР для t -го года Q_t определяются в виде

$$Q_t = Q_{t-1}(K_{\text{ВВП}}^t - K_{\text{у.э}}^t), \quad (1.13)$$

где Q_{t-1} — объем потребления первичных ТЭР в $(t-1)$ -м году; а $K_{\text{ВВП}}^t$ и $K_{\text{у.э}}^t$ — коэффициенты изменения объема и удельной энергоёмкости ВВП в t -м году по сравнению с $(t-1)$ -м годом.

При оценке ожидаемых значений $K_{\text{ВВП}}$ для разных лет периода 2017—2020 гг. следует учесть, что изменения ВВП с 2017 по 2020 гг. будут в основном определяться ценами на углеводороды. Прирост ВВП в 2014 г. составлял 0,5 % при падении среднегодовой цены на нефть на 13 %, а в 2015 г. было снижение ВВП на 3,7 % при уменьшении среднегодовой цены нефти уже на 46 %. Для 2016 г. $K_{\text{ВВП}}^t = 0,982$ (годовое снижение ВВП на 0,6 %). В период 2017—2020 гг. на значение $K_{\text{ВВП}}^t$ будут оказывать влияние две группы факторов, противоположных по действию. Одна группа (отрицательные факторы) имеет политическую подоплеку. Другая группа (положительные факторы) связана с рыночными моментами (например, стремление к балансировке между спросом на нефть и предложением её на мировых рынках). По мнению авторов, в настоящее время преобладает действие факторов политического плана (в будущем постепенное снижение степени этого действия), а в 2019 и 2020 гг. будут

влиять факторы второго плана. Значения $K_{\text{ВВП}}^t$ в 2018 г. могут быть на уровне 0,995—1,005 (для последующего анализа $K_{\text{ВВП}}^t = 1$), а для 2019 и 2020 гг. примем $K_{\text{ВВП}}^t = 1,02$, но не более из-за трудностей с инвестициями в этот период.

Изменение коэффициента $K_{\text{у.э}}^t$ в России заметно зависит от объема ВВП. Чем выше прирост ВВП в данном году, тем заметнее уменьшение $K_{\text{у.э}}^t$ для этого же года по сравнению с прошлым годом. Сопоставляя данные по $K_{\text{ВВП}}^t$ и $K_{\text{у.э}}^t$ за период 2011—2016 гг. (значения $K_{\text{у.э}}^t$ получены с учетом [18]) и зная численные значения $K_{\text{ВВП}}^t$ в период 2017—2020 гг., были оценены и значения $K_{\text{у.э}}^t$ для этого же периода.

С 2020 по 2025 г. среднегодовой прирост ВВП в России будет положительным, но не очень большим, так как должно заметно сказываться сегодняшнее недофинансирование различных сфер реальной экономики (пусть в это время среднегодовой коэффициент $K_{\text{ВВП}}^t$ составит 1,025). С 2025 г. надо ожидать эффекта от диверсификации экономики России. Пусть для периода 2025—2030 гг. среднегодовое значение $K_{\text{ВВП}}^t = 1,035$. Значения $K_{\text{у.э}}^t$ для периода 2020—2030 гг. приняты с учетом той зависимости $K_{\text{у.э}}^t$ от $K_{\text{ВВП}}^t$, что использовалась на временном отрезке 2017—2020 гг. Полученные значения $K_{\text{ВВП}}^t$ и $K_{\text{у.э}}^t$ для 2017—2030 гг. сведены в табл. 1.12.

Таблица 1.12. **Принятые среднегодовые значения $K_{\text{ВВП}}$ и $K_{\text{у.э}}$ на период 2017—2030 гг.**

Годы	$K_{\text{ВВП}}^t$	$K_{\text{у.э}}^t$
2017	1,000	0,005
2018	1,000	0,005
2019	1,020	0,010
2020	1,020	0,010
2021—2025	1,025	1,015
2026—2030	1,035	0,020

Таблица 1.13. **Фактические и ожидаемые внутренние потребности России в первичных ТЭР с 2016 по 2030 гг.**

Показатель	Годы							
	2015 (фактически)	2016 (фактически)	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Q_p млн т у.т.	970	990	985	980	1000	1010	1070	1150

С использованием данных табл. 1.11 для 2015 и 2016 гг. были получены ожидаемые значения Q_t (табл. 1.13) для каждого года периода 2017—2020 гг. и для 2025, 2030 гг.

Ожидаемые производственные возможности нефтяной отрасли

Степень участия нефтяной отрасли в покрытии внутренних потребностей страны в первичных ТЭР оценивается количеством сырой нефти (и газового конденсата), которое необходимо переработать для полного покрытия внутренних потребностей в светлых нефтепродуктах. Суммарные их поставки на внутренний рынок в 2016 г. составляли 71 млн т с выходом 57 %, т.е. для этого было переработано 130 млн т нефти. До 2020 г. потребность в светлых нефтепродуктах по стране заметно расти не должна, особенно в настоящее время из-за спада промышленного производства, снижения спроса на автомобили, роста цены топлива. В 2018 г. должен начаться небольшой рост потребностей в светлых нефтепродуктах — увеличение потребления может составить 1—2 % (по сравнению с 2017 г.), а в 2019—2020 гг. ежегодный прирост потребления может быть уже на уровне 2—3 %.

В настоящее время уровни добычи нефти в стране таковы, что ее вполне хватает и для внутреннего потребления (после переработки), и для поставок на экспорт (табл. 1.11).

В период 2021—2030 гг. также нельзя ожидать заметного увеличения в стране потребностей в светлых нефтепродуктах из-за некоторого роста числа электромобилей и доли газа в структуре потребляемых видов ТЭР в транспортной отрасли. Ежегодный прирост спроса на светлые нефтепродукты в 2021—2025 гг. может составить 1,5—2 %, а в период с 2026 по 2030 г. — 0,5÷1,5 %. В табл. 1.14 приведены результаты указанного выше прогноза. Каждый показатель соответствует среднему значению диапазона возможных данных.

В 2016 г. в России было добыто 547 млн т жидких углеводородов (см. табл. 1.11). Ожидаемая конъюнктура их на внешних рынках и ухудшение качества запасов не будут стимулировать рост объемов добычи нефти в стране в период 2017—2020 гг. Нарращивание объемов добычи нефти в Ираке, ожидаемый резкий рост ее добычи в Иране,

Таблица 1.14. Оценка требуемых объемов нефти, перерабатываемой на НПЗ, для нужд внутри России

Показатель	Годы						
	2016 (фактический)	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Предполагаемый спрос на основные светлые нефтепродукты внутри России, млн т	71	70	71	73	75	82	85
Требуемые объемы нефти для получения нефтепродуктов для внутреннего использования, млн т	122	121	122	126	130	137	135

Примечание. В период 2017—2020 гг. выход светлых нефтепродуктов составит 58 %, в период 2021—2025 гг. — 60 %, а в период 2026—2030 гг. — 63 %.

очень высокий уровень добычи в США, фактическое отсутствие желания у стран ОПЕК уменьшать объемы добычи могут вынудить нефтяные компании России начать снижение уровней добычи нефти. Однако, если учесть, что эти же компании не захотят терять рынки сбыта своей продукции, перечисленные факторы (включая и ухудшение запасов) до 2020 г. не смогут заметно повлиять на уровни добычи. Добыча к 2020 г., если и уменьшится, то не более чем на 2—3 % (по отношению к 2016 г.), т.е. до 520—530 млн т/год. После 2020 г. темпы снижения уровней добычи нефти в стране в какой-то степени ускорятся — более заметно будут сказываться и ухудшение запасов и сегодняшнее недофинансирование отрасли. По отношению к 2020 г. снижение уровня добычи к 2025 г. может составить 3—5 % (до 500 млн т), а к 2030 г. — 5÷10 % (до 450 млн т). Эти объемы заметно превышают требуемые для получения светлых нефтепродуктов, необходимых для внутреннего использования. Указанные объемы добычи жидких углеводородов весьма приблизительны, так как при низкой мировой цене на них, когда эта цена приближается к суммарной себестоимости их добычи и транспортировки до потребителя, объемы добычи могут снижаться на какой-то период, а при росте цен — увеличиваться.

Объемы продаж российских жидких углеводородов на внешних рынках будут определяться уровнем их добычи; причем доля нефтепродуктов при этом должна расти, с 2011 по 2015 гг. эта доля выросла с 32 до 44 %, а затем в 2016 г. она несколько сократилась по отношению к 2015 г. (см. табл. 1.11).

Ожидаемые производственные возможности газовой отрасли

В 2011—2016 г. доля газа в балансах первичных ТЭР страны составляла 52 — 54 %, а в балансах котельно-печного топлива (КПТ) — 72÷74 %. В балансах КПТ отдельных субъектов РФ эта же доля достигала 95—98 %. Серьезной проблемой для России являются ее экспортные возможности по газу.

С 2011 по 2016 г. уровень добычи газа в России (см. табл. 1.11) определялся спросом на него внутри страны и потребностями экспорта. В 2016 г. добыча газа составила 653 млрд м³, и около 8 млрд м³ было импортировано Россией из Средней Азии и Азербайджана. В этом же году на внутреннее потребление, включая собственные нужды, утечки, увеличение запасов в подземных хранилищах газа (ПХГ), и на использование газа в качестве сырья израсходовано 467 млрд м³, за пределы страны было продано 194 млрд м³.

Возможности газовой отрасли России с 2017 по 2020 г. и до 2030 г. будут определяться, главным образом, действием *субъективных и объективных факторов нарастания трудностей с инвестициями*. Субъективные факторы имеют политический характер и рассматриваются как совокупность факторов, отрицательно влияющих на инвестиционные возможности. Действие объективных факторов связано с необходимостями поддержания максимально возможными уровни добычи газа в старых районах газодобычи и освоения новых (значительно более дорогих) районов с обеспечением внутренних потребностей в газе и газового экспорта с диверсификацией его направлений и форм.

Фактические (2016 г.) и ожидаемые объемы добычи газа до 2030 г. в ныне действующих районах газодобычи представлены в табл. 1.15, при формировании таблицы учитывались следующие моменты:

- согласно данным ПАО «Газпром», можно ожидать снижения объемов добычи газа в Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР) примерно с 500 (2015 г.) до 100—150 млрд м³/год (2030 г.). Некоторое сокращение внутренних потребностей в газе и объемов его экспорта из-за экономического кризиса замедлит падение уровней отбора газа по месторождениям НПТР и позволит к 2020 г. иметь годовой уровень добычи 360—380 млрд м³/год, а к 2030 г. — 160÷200 млрд м³/год;

- возможно снижение наращивания добычи газа на острове Сахалин по сравнению с тем, что предполагалось ранее: с 80—100 до 60—70 млрд м³/год в 2030 г. С учетом изложенного и сегодняш-

Таблица 1.15. **Фактические (2016 г.) и ожидаемые объемы добычи газа, млрд м³, в ныне действующих районах газодобычи России**

Район добычи	Годы				
	2016	2018	2020	2025	2030
Надым-Пур-Тазовский регион	409	380—390	360—380	280—300	160—200
Ныне действующие промыслы в Красноярском крае, Якутии, Томской обл.	7	8	8	6—8	6—8
Месторождения острова Сахалин (включая новые промыслы)	28	До 30	30—35	40—50	60—70
Месторождения сетевого газа, не учитываемые выше	44	35—40	30—40	20—30	20—30
Всего по России от нефтяных компаний (природный и попутный газ)	95	90—100	90—100	90—100	80—90
Итого по России: диапазон возможных значений	586	540—570	520—560	440—490	330—400
среднее значение (округлены)	586	560	540	470	370

него уровня добычи газа (28 млрд м³) ожидаемый его уровень на этом острове к 2020 г. может составить 35—40 млрд м³/год;

- суммарная добыча газа на ныне действующих промыслах Красноярского края, Якутии и Томской обл. до 2030 г. не превысит 10 млрд м³/год, а суммарный объем добычи природного газа в остальных районах (Астраханская и Оренбургская обл., Республика Коми и др.) может составить 20—40 млрд м³ (2030 г.).

Достаточно трудно оценивать ситуацию с освоением новых районов газодобычи до 2030 г. в связи с неопределенностью относительно:

- темпов изменения удельных финансовых затрат на создание и эксплуатацию систем добычи, подготовки и транспортировки газа для таких районов (суровые природно-климатические условия, необходимость использования новых для России технологий);
- возможностей резкого улучшения инвестиционного климата в стране, когда нужны «длинные и дешевые» деньги;
- соотношений ожидаемых цен на газ в странах-импортерах с себестоимостью газа новых районов газодобычи России.

В любом случае с наращиванием добычи газа в новых районах трудности с инвестициями в газовой отрасли будут только увеличиваться из-за слишком большой потребности в капиталовложениях. Однако осваивать эти районы так или иначе придется, несмотря на большой экономический риск (в отдельные годы себестоимость газа новых районов может быть близка к мировой рыночной цене или превышать эту цену).

В настоящее время из новых районов газодобычи осваиваются только районы полуострова Ямал. Ранее предполагалось, что добыча газа здесь к 2020 г. будет на уровне 100—120 млрд м³/год, а к 2030 г. — 200÷230 млрд м³/год. Однако из-за кризисных явлений сегодняшнего дня (снижение внутреннего спроса на газ, трудности с ростом экспорта газа и с инвестициями) этот уровень не будет достигнут и может составить к 2020 г. 80—90, а к 2030 г. 140—180 млрд м³/год. Сюда, кроме газа Бованенковского месторождения, входит газ Южно-Тамбейского месторождения, где к 2020 г. должна заработать первая очередь завода сжиженного природного газа (СПГ), к 2025 г. — вторая его очередь и к 2030 г. — третья очередь (каждая очередь должна производить по 8 млрд м³/год). Из-за тех же трудностей с инвестициями до 2030 г. вряд ли будет добываться газ на других месторождениях полуострова Ямал.

До 2020 г. должна начаться добыча газа на Чайядинском месторождении (Саха — Якутия), а к 2025 г. — и на Ковыктинском (Иркутская обл.). Месторождения уникальны (во-первых, триллионники; во-вторых, имеют в составе газовой фазы гелий). Острая потребность их освоения до 2030 г. диктуется обязательствами России перед Китаем. Эти обязательства касаются необходимости доведения объемов экспорта российского газа в Китай до 38 млрд м³/год (на уровне 2030 г.). Суммарные уровни добычи по указанным месторождениям должны составить: к 2020 г. — 5÷10, к 2025 г. — 30÷40 и к 2030 г. — 50÷60 млрд м³/год.

К 2030 г. необходимо начать освоение Штокмановского месторождения (шельф Баренцева моря), иначе после 2030 г. Россия может столкнуться с дефицитом газа (газ Штокмановского месторождения и полуострова Ямал в относительном плане должен иметь меньшую себестоимость по сравнению с газом шельфа Карского моря и Гыданского месторождения).

В табл. 1.16 показаны ожидаемые (с учетом изложенного выше) объемы добычи газа в новых районах до 2030 г.

В табл. 1.17 представлены ожидаемые располагаемые объемы газа России для внутреннего использования и экспорта в период 2016—

Таблица 1.16. Ожидаемые объемы добычи газа, млрд м³, в новых районах до 2030 г.

Район добычи	Годы				
	2016 (фактически)	2018	2020	2025	2030
Полуостров Ямал (всего)	68	70—75	80—90	100—130	160—180
В том числе месторождения:					
Бованенковское	68	70—75	70—80	90—110	130—160
Южно-Тамбейское	—	—	8	16	24
Чаяндинское месторождение (Саха—Якутия)	—	—	5—10	20—30	25—35
Ковыктинское месторождение (Иркутская обл.)	—	—	—	10—15	15—25
Штокманское месторождение	—	—	—	—	5—10
Итого*	68	70—75	90—100	140—180	210—250

* Данные округлены до целого десятка.

Таблица 1.17. Ожидаемые располагаемые объемы газа, млрд м³, в России для внутреннего использования и экспорта в период 2016—2030 гг.

Показатель	Годы				
	2016 (фактически)	2018	2020	2025	2030
Добыча газа* в старых районах	586	540—570	520—560	470—490	330—400
Добыча газа** в новых районах	67	70—80	100—110	140—170	210—250
Импорт газа в Россию	8	До 10	До 10	До 10	До 10
Располагаемые объемы (диапазоны возможных значений)	661	620—660	620—670	590—670	550—660
Наиболее вероятное значение	661	640	650	630	600

* Включая газ новых промыслов острова Сахалин.

** Без учёта новых промыслов острова Сахалин

2030 гг. Здесь учтены перспективы ныне действующих промыслов (см. табл. 1.15) и новых районов добычи (см. табл. 1.16) по импортируемому газу.

В 2016 г. потребление газа внутри России и экспорт составили в сумме 661 млрд м³. В период до 2020 г., скорее всего, газа будет хватать и для внутреннего использования, и для экспорта (в этот период сложно ожидать увеличения спроса на газ и роста его экспорта). Вероятно, что после 2020 г. возможности газовой отрасли в обеспечении энергетической безопасности страны начнут уменьшаться (600 млрд м³/год к 2030 г. против ожидаемых 630 млрд м³/год в 2020 г.). Надо отметить, что уровни добычи газа в период 2014—2016 гг. были ниже уровня её в 2013 г. из-за снижения внутреннего спроса на газ и из-за некоторого сокращения экспорта. Следовательно, в настоящее время есть неиспользованные возможности добычи газовой отрасли (15 млрд м³/год — разница между объемами добычи в 2013 и 2016 гг.). Однако считать эти 15 млрд м³/год полноценным резервом возможностей по добыче до 2025—2030 гг. вряд ли стоит.

Ожидаемые производственные возможности угольной отрасли

Степень участия угольной отрасли в обеспечении внутренних потребностей России в первичных ТЭР в 2011—2016 гг. уменьшалась, а экспорт угля рос (см. табл. 1.11). Происходило вытеснение угля газом (там, где это было возможно). В период 2017—2020 гг. при наличии довольно хорошего запаса возможностей добычи газовой отрасли нельзя ждать заметного прироста внутреннего потребления угля, но и снижения уровней этого потребления вряд ли стоит ожидать. Можно считать, что годовое потребление угля в России в указанный период составит 230 — 240 млн т. После 2020 г. объемы потребления угля внутри страны должны, хотя и медленно, нарастать в целях снижения доли газа в балансах КПП. К тому же должно увеличиваться и общее потребление первичных ТЭР. Будем считать, что в 2021—2025 гг. среднегодовой прирост потребления угля в стране составит 0,5—1,0 %, а в 2026—2030 гг. — 1,5÷2 %.

Уровни экспорта угля до 2020 г. будут расти, но незначительно (большая конкуренция коксующихся углей на внешних рынках). Если за период 2011—2016 гг. прирост экспорта составил 54 млн т при некотором снижении этого прироста в 2016 г. по сравнению с 2015 г. (см. табл. 1.11), то за следующий период (2017—2020 гг.) он может сократиться до 20 - 30 млн т, а к 2030 г. — выйти на нулевой ежегодный прирост. Возможности угольной отрасли России с 2015 по 2030 гг. (с учетом изложенного выше) показаны в табл. 1.18.

Таблица 1.18. **Возможные перспективы угольной отрасли России в 2015—2030 гг., млн т**

Показатель	Годы			
	2016 (фактически)	2020	2025	2030
Уровень добычи	383	390—400	400—420	420—450
Внутреннее потребление*	225	230—240	240—250	240—270
Экспорт российского угля	164	150—170	150—170	150—170
Импорт угля в Россию	6	5—10	5—10	5—10

* Включая потери угля на обогатительных фабриках и при транспортировке.

Ожидаемые производственные возможности ГЭС АЭС и электростанций на ВИЭ

Степень участия ГЭС, АЭС и станций на других источниках (дрова, торф, энергия солнца, ветра и др.) в обеспечении страны первичными видами ТЭР в период 2011—2015 гг. оставалась на одном уровне (около 70 млн т у. т.). В 2016 г. производство электроэнергии на ГЭС и АЭС составило 378 млрд кВт·ч (46 млн т у. т.), остальная выработка ее (26 млн т у. т.) осуществлялась за счет прочих видов ТЭР. Судя по всему, из-за наличия избыточных мощностей по добыче газа, малого спроса на первичные ТЭР до 2020 г. участие ГЭС, АЭС и прочих источников в формировании приходной части баланса ТЭР не превысит 70—75 млн т у. т. После 2020 г. надо ожидать роста производства электроэнергии на ГЭС и АЭС, а также использования прочих ТЭР. Однако из-за трудностей с инвестициями рост этот не будет слишком заметным. С учетом изложенного возможности участия ГЭС, АЭС и станций на прочих видах топлива в обеспечении страны первичными видами ТЭР до 2030 г. показаны в табл. 1.19.

Таблица 1.19. **Возможности производства первичных ТЭР в России на ГЭС, АЭС и станциях на прочих топливах (дрова, торф, нетрадиционные ТЭР)**

Показатель	Годы			
	2016 (фактически)	2020	2025	2030
Производство электроэнергии на ГЭС и АЭС, млрд кВт·ч	378	370—380	380—400	420—450
То же в пересчете на потребление условного топлива, млн т у. т.	46	45—50	45—50	50—55
Производство прочих ТЭР, млн т у. т.	26	25—30	35—40	40—50
Итого, млн т у. т.	72	70—80	80—90	90—110

Оценка суммарных возможностей покрытия перспективных потребностей России в первичных ТЭР

На основе данных табл. 1.11, 1.14, 1.17—1.19 сформирована табл. 1.20, итоговые значения в которой определяют ожидаемые располагаемые возможности энергетических отраслей России по обеспечению внутренних потребностей ее в первичных ТЭР и экспорта газа (из всех перечисленных таблиц брались наиболее вероятные значения соответствующих показателей).

Таблица 1.20. Ожидаемые возможности ТЭК России по обеспечению ее внутренних потребностей в первичных ТЭР и экспорта газа до 2030 г. в сопоставлении с потребностями в первичных ТЭР

Показатель	Годы			
	2016 (фактически)	2020	2025	2030
Требуемые объемы нефти для производства нефтепродуктов для внутреннего использования:				
млн т	122	130	140	140
млн т у. т.	172	180	200	200
Располагаемые объемы газа для покрытия внутренних потребностей и экспорта:				
млрд м ³	661	650	630	600
млн т у. т.*	812	800	780	740
Располагаемые объемы угля для покрытия внутренних потребностей в первичных ТЭР:				
млн т	215	230	240	260
млн т у. т.**	145	160	170	190
Возможности ГЭС, АЭС и станций на прочих видах топлива по участию в покрытии внутренних потребностей страны в первичных ТЭР, млн т у. т.	70	70	80	100
Возможности энергетики России по ее обеспечению первичными ТЭР и экспорта газа, млн т у. т.	1199	1210	1230	1230
Внутренние потребности России в первичных ТЭР, млн т у. т.	970	1010	1070	1150
Экспортные возможности России по газу:				
млн т у. т.	229	200	160	80
млрд м ³	194	170	140	70

* С учетом объемов и теплоты сгорания сетевого и попутного газов.

** С учетом объемов и теплоты сгорания энергетического и коксуемого углей.

В заключение отметим, что экспортные возможности России по газу в период 2025 — 2030 г. крайне недостаточны, ведь только в Китай необходима поставка 38 млрд м³ газа в год в этот период. Да и справится ли экономика нашей страны с таким резким сокращением экспорта газа в период острой необходимости выхода на более дорогие его месторождения?

Складывающаяся ситуация — наиболее существенное отрицательное последствие кризисных явлений сегодняшнего дня и ближайшей перспективы, т.е. недостатка инвестиционных возможностей энергетических отраслей России. Для принятых интегральных условий развития экономики страны до 2030 г. указанный недостаток инвестиционных возможностей может привести к снижению уровня добычи в стране нефти и газового конденсата к 2030 г. до 450—500 млн т/год по сравнению с 547 млн т, добытыми в 2016 г.

По газу с большой долей уверенности до 2030 г. можно ждать снижения уровня добычи с 653 (в 2016 г.) до 550—600 млрд м³ (в 2030 г.). Только при очень благоприятных условиях (что маловероятно) уровни добычи газа к 2030 г. могут сохраниться или немного превысить уровень 2016 г.

Список литературы

1. **Brent Crude Oil**. URL: <https://quote.rbc.ru/exchanges/info/ipe.0/83350/eod> (дата обращения 05.04.2018).
2. **A Shifting Global Economic Landscape**. World Economic Outlook, January 2017. URL: <http://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2016/12/27/A-Shifting-Global-Economic-Landscape> (дата обращения 05.04.2018).
3. **Российский** статистический ежегодник: сб. статей. М.: Росстат, 2015.
4. **Итоги** производственной деятельности отраслей ТЭК в январе-декабре 2011 г. / ТЭК России. 2012. № 1.
5. **Итоги** производственной деятельности отраслей ТЭК в январе-декабре 2012 г. / ТЭК России. 2013. № 1.
6. **Итоги** производственной деятельности отраслей ТЭК в январе-декабре 2013 г. / ТЭК России. 2014. № 1.
7. **Итоги** производственной деятельности отраслей ТЭК в январе-декабре 2014 г. / ТЭК России. 2015. № 1.
8. **Итоги** производственной деятельности отраслей ТЭК в январе-декабре 2015 г. / ТЭК России. 2016. № 1.
9. **Нефтегазовый** журнал ИнфоТЭК. 2017. № 1.
10. **Итоги** работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2015 году. Задачи на среднесрочную перспективу. М.: Минэнерго России, 2016. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/4436> (дата обращения 12.04.2018).

11. **Государственный доклад** «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2013 году». М.: ООО «Минерал-Инфо», 2014.
12. **Новак А.** Итоги работы ТЭК России в 2013 году. Задачи на среднесрочную перспективу /А. Новак. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/3378> (дата обращения 05.04.2018).
13. **Итоги** работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2014 году. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/92> (дата обращения 05.04.2018).
14. **Промышленность** России 2014: сб. статей. М.: Росстат, 2014.
15. **Итоги** работы угольной промышленности за январь-декабрь 2014 г. / Уголь. 2015. № 3.
16. **Министерство** энергетики РФ. Статистика. URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (дата обращения 12.04.2018) .
17. **Энергоемкость** ВВП. URL: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/efficiency/# (дата обращения 12.04.2018).

СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ ОБЪЕДИНЕНИЙ

2.1. О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, РИСКАХ И ВЫЗОВАХ ДЛЯ РОССИИ И МИРА

*А.А. Коноплиник, доктор экономических наук, профессор; РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина, ООО «Газпром экспорт», Москва*

Политэкономия мировой энергетики: понятия и определения

Сначала необходимо разобраться с понятиями и определениями, которые впоследствии будут использоваться в настоящей главе. В соответствии с классификацией Адама Смита основные производственные ресурсы (производственные факторы) — это труд, капитал и земля. Модифицировав эту классификацию, фактор «земля» (природные ресурсы) можно разделить на ресурсы неэнергетические и энергетические. Особое внимание к последним, к их самостоятельному анализу и изучению (и к их выделению для этих целей в самостоятельную группу производственных факторов) было обращено в начале 70-х годов XX в. в связи с нефтяными кризисами, вызванными ими «ценовыми шоками» и комплексными последствиями («эффектами домино») для мировой экономики.

На энергию как производственный ресурс (т.е. на ее долю в общественном продукте) влияют два фактора: научно-технический прогресс (НТП) и природный фактор. Последний до рубежа 60/70-х годов прошлого века в мировой нефтегазовой отрасли действовал в сторону снижения средних и предельных издержек производства, по крайней мере на стадиях поисков, разведки и добычи, а после этого рубежа («перелом Шевалье») [6, 7] — в сторону их роста. Фактор НТП состоит из двух компонентов: эволюционного и революционного (рис. 2.1).

До начала 70-х годов XX в. энергия (благодаря дешевым и обильным ее поставкам, удовлетворяющим растущий спрос на жидкое топливо) была стимулятором экономического роста: стоимостная энергоёмкость ВВП (доля энергетического фактора производства в общей совокупности факторов) была на низком уровне. Начиная



Рис. 2.1. Политэкономика мировой энергетики: факторы производства, межфакторная конкуренция и НТП в энергетике, а также текущая конкурентная позиция России:
ВНП — валовый национальный продукт

с 1973 г., после первого (четырёхкратного) взлёта* цены на нефть, в результате чего заметно выросли цены на энергию и доля энергетического компонента (фактора) в общественно-необходимых издержках, энергия (энергетический фактор или стоимостная энергоёмкость) стала ограничителем экономического роста. В ответ мировая экономика, в рамках теории «пика предложения», «породила» систему начальных решений, запустивших разветвленные цепочки (длинные циклы) «эффектов домино» с долгоиграющими инвестиционными последствиями, которые стали вести (и в итоге привели или в скором времени могут привести) к смене парадигмы энергетического развития.

Повсеместно растущая в результате увеличения цен на энергию стоимостная энергоёмкость ВВП положила предел традиционному энергетическому (энергорасточительному) развитию, ибо послужила фактором утраты конкурентоспособности на основе эволюционного («старого») НТП. Но она же, тем самым, стала драйвером для революционного («нового») НТП через приток капитала в инновационное развитие энергетических отраслей на стороне как спроса (переход от энергорасточительного к энергоэкономному развитию), так и

* Хотя повышение цены на нефть началось ранее (с 1969 г.), а первый нефтяной кризис, в аргументации Ж.М.Шевалье [6,7], состоялся в 1970 г.

предложения (развитие конкурентоспособных технологий для освоения нетрадиционных, т.е. ранее нерентабельных для освоения, энергоресурсов, будь то новые энергоресурсы в старых и/или новых районах добычи или старые энергоресурсы в новых районах добычи).

По мере обострения той или иной проблемы, касающейся того или иного природного ресурса (как правило, в связи в его грядущим или возникшим дефицитом), внимание к нему мировой (научной и/или гражданской) общественности может возрастать, и он, как в свое время энергия (энергетический фактор производства), может быть выделен в самостоятельный предмет изучения, анализа, общественного внимания. Например, таким отдельным природным ресурсом — зоной самостоятельного внимания — сегодня становится (стала?) пресная вода, поскольку нарастает (назревает) глобальный риск ее дефицита при сохранении существующего технологического уклада. В некоторых регионах земного шара дефицит пресной воды уже является состоявшимся фактом. И уже в течение некоторого времени поддерживается и усиливается особое внимание к чистоте воздушного бассейна (оцениваемое значениями выбросов CO_2 и/или других «парниковых газов») или шире к чистоте среды обитания человека (совокупности природных ресурсов вокруг человека с позиции как комфортности среды его обитания, так и поддержания устойчивого развития) (см. рис. 2.1).

Таким образом, спустя некоторое время в рамках накапливаемых эффектов от ответных мер мировой экономики на рост цены на нефть и запущенных им множественных «эффектов домино» в отношении энергетического фактора общественного производства к ним добавились коллективные решения, нацеленные на преодоление иных (неэнергетических) проблем, также имеющих кардинальные последствия для мировой экономики, усугубляющие (ускоряющие) переход мировой энергетики на новую парадигму развития. Важнейшим по своим последствиям для мировой энергетики таким коллективным решением является подписанное в конце 2015 г. Парижское соглашение по климату (COP-21), вводящее добровольно-принудительные ограничения по выбросам CO_2 в результате антропогенной деятельности человека*. Это соглашение может оказать первоочередное сдерживающее воздействие на дальнейшее развитие традиционной энергетики.

* В результате в системе факторов производства может появиться новый измеритель по аналогии с энергоемкостью (только уже не «на входе», а «на выходе» производственной деятельности) — «углеродоемкость», т.е. объемы выбросов CO_2 на единицу ВВП или того или иного произведенного продукта. Этот показатель может стать таким же ключевым для мирового экономического развития частным измерителем эффективности производственной деятельности, как фактор энергоемкости в период после 70-х годов XX в.

Итак, в дополнение к экономическим стимулам, подталкивающим к уходу от традиционной энергетики, добавляется введение прямых административных ограничений для ее ускоренного перехода на безуглеродное развитие. Этот шаг является ключевым (завершающим) в осознании человечеством (по крайней мере наиболее экономически продвинутой в рамках индустриальной модели развития его частью) необходимости перехода на новую парадигму развития мировой энергетики. Смена парадигмы — это переход от ожидания «пика предложения» (и от функционирования/развития в рамках этого ожидания) к ожиданию «пика спроса» (и к функционированию/развитию в рамках этого нового ожидания).

Вопрос в том: какова оптимальная траектория такого перехода и какие риски и вызовы (перспективные возможности) она несет для разных стран, в том числе и для России? Как могут быть минимизированы эти риски до приемлемого уровня? И как могут быть капитализированы (монетизированы) такие перспективные возможности?

Где располагаются зоны конкурентных преимуществ разных стран? По цене труда (трудовых ресурсов) при относительно низком его качестве такое преимущество продолжают иметь развивающиеся страны. Этим в значительной степени были вызваны глобальные перетоки капитала после 70-х годов прошлого века в ответ на рост цены на нефть, когда энергоемкие производства активно переводились из промышленно развитых государств нефте-/энергоимпортеров в развивающиеся страны, чтобы хотя бы отчасти компенсировать резко возросшие энергетические издержки экономией живого труда. Промышленно развитые страны продолжают сохранять конкурентное преимущество на рынке высококачественного труда (синие и белые воротнички) при относительно высокой его цене, в том числе за счет политики «импорта мозгов» (хорошо организованной практики «утечки умов» из других стран, привлекательной ещё и за счет высокой цены высококачественного труда).

На рынке капитала (идет ли речь о финансовом рынке — капитале денежном, нематериализованном, или о рынке капитала инновационного — капитале технологическом, материализованном) преимущество до сих пор сохраняется за промышленно развитыми странами англосаксонского мира. Поэтому столь болезненны для нас (России) последствия ограничений по выходу на эти рынки, ибо сопоставимых альтернатив (по цене, объему, качеству финансовых заимствований и прочих услуг) иные финансовые рынки представить пока не могут.

На рынке же невозобновляемых энергоресурсов (НВЭР) или углеводородного сырья (УВС) доминируют сегодня три группы государств: страны ОПЕК [в первую очередь Королевство Саудовская Аравия/(КСА)], США и Российская Федерация.

Страны ОПЕК исторически «сильны» были на рынке физической энергии (объемы производства/экспорта), а после роста цен в 70-е (XX в.) и последующие годы через механизмы рециклирования нефтедолларов выросло их присутствие и на мировых финансовых рынках. Эти страны были и остаются «прайс-мейкерами» (price-makers) на мировом рынке нефти.

США к началу 70-х годов XX в. утратили свою доминирующую роль на мировом рынке физической энергии, выйдя в 1970 г. на пик добычи нефти (предсказанный М.К.Хаббертом еще в 1949—1956 гг. [1,2]) и превратившись вскоре в нетто-импортера жидкого топлива. Но в результате американской «сланцевой революции», сначала в сухом сланцевом газе, а затем с переходом через «жирный» газ и в сланцевой нефти, США стали в настоящее время крупным игроком на мировом рынке физической нефти — вторым наряду со странами ОПЕК (Саудовской Аравией) де факто замыкающим (балансирующим) поставщиком на этом рынке, который может быстро реагировать на изменения нефтяной конъюнктуры изменением уровня предложения. Образовалась своего рода «дуалистическая» система противоборствующих игроков на рынке физической нефти: страны ОПЕК (и примыкающие к ним на временной и/или постоянной основе государства-производители «традиционной» нефти) и американские компании, добывающие сланцевую нефть.

Последние, правда, сами не являются price makers на мировом нефтяном рынке (в отличие от стран ОПЕК), но могут быстро «гасить» те или иные действия price makers, оперативно реагируя на ограничение или наращивание добычи странами ОПЕК (и примкнувшими к ним государствами-производителями — в целях повышения или понижения цен), действиями противоположной итоговой направленности: страны ОПЕК (несколько госкомпаний этих стран) координированно снижают добычу — цены растут; множество мелких, средних и крупных сланцевых производителей могут быстро нарастить добычу в ответ на этот рост цен; мировое предложение в итоге увеличивается и цены снижаются. Круг замыкается.

Однако США (точнее, крупнейшие американские финансовые институты) являются игроками, формирующими цены («прайс-мейкерами») на мировом рынке «бумажной» нефти, благодаря своей доминирующей роли на глобальном финансовом рынке, в первую очередь, на рынке деривативов (95% которого, по расчетам специалистов Центра энергетических исследований (ЦЭИ) ИМЭМО РАН, контролируется четырьмя группами крупнейших американских инвестиционных банков — JP Morgan Chase, Citibank, Bank of America, Goldman Sachs [17]). При этом «развитие рынка нефтяных деривативов в принципе выгодно странам-нефтеэкспортерам.

Финансовые инвесторы способны работать и при растущей, и при снижающейся цене нефти. В то же время анализ показывает, что они все-таки в большей степени заинтересованы в росте нефтяных цен, чем в их снижении. В этом интересы нефтеэкспортеров и финансовых инвесторов совпадают» [18].

Таким образом, на мировом нефтяном рынке, состоящем из двух сегментов, постепенно складывается униполярная структура, когда по совокупному присутствию в обоих его сегментах начинает нарастать доминирование США, их производственных компаний и финансовых институтов [19].

При этом развитие нефтяного рынка США, в том числе формирование международной нефтяной торговли (де факто американскими нефтяными компаниями или при их доминировании), всегда шло параллельно развитию финансового рынка США (сначала на национальном, но практически сразу, в результате Первой мировой войны, на международном уровне при доминировании финансовых институтов США). Более того, расширение международной нефтяной торговли опиралось на развивающуюся с опережением американскую финансовую систему (ибо шло с запаздыванием по отношению к последней). Хроника событий такова:

- 21—26.11.1910 г. в местечке Джекил Айленд (США) состоялась встреча представителей шести крупнейших в то время финансовых институтов США, в результате которой 23.12.1913 г. была образована Федеральная резервная система (ФРС) США; эта встреча положила начало формированию мировой финансовой системы на основе глобального доминирования англосаксонских (преимущественно американских) финансовых институтов [23];

- 17.09.1928 г. в шотландском местечке Ачнакарри состоялась встреча семи крупнейших в то время нефтяных компаний (пяти американских, одной английской, одной англо-голландской), по итогам которой было подписано соглашение об образовании Международного нефтяного картеля (МНК); эта встреча положила начало формированию мировой системы нефтеснабжения на основе доминирования англосаксонских (преимущественно американских) вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) [6, 7, 21, 22], тесно взаимосвязанных изначально с соответствующими финансовыми институтами, в первую очередь в США.

Россия не является самостоятельным «прайс-мейкером» на рынке физической нефти (только в компании с ОПЕК). Наша страна из-за своей континентальности (географического положения по отношению к экспортным рынкам) не настолько встроена в открытую систему мировой торговли нефтью, а более замкнута на жесткие технологические цепочки трубопроводных поставок в привязке к конкретным, преимущественно европейским, потребителям.

Таким образом, нынешняя [вне сферы военно-промышленного комплекса (ВПК) и ряда других отдельных узких технологических ниш из области обрабатывающей промышленности и/или сферы интеллектуальных услуг] зона конкурентных преимуществ РФ — это в основном зона не технологических преимуществ, а следствие огромных природных богатств страны. При этом, собственно, «природный фактор» — наличие обильных природных НВИЭ — характеризуется данной им природой как негативной (большая часть ресурсов/запасов отрасли расположена за Полярным кругом, в труднодоступных районах и неблагоприятных природных условиях, на значительном удалении от центров потребления), так и выигрышной экономической характеристикой — эффектом масштаба, т.е. наличием в нашей стране большого числа крупных и гигантских (по мировым меркам) месторождений. Высокие единичные запасы отдельных месторождений отчасти нивелируют негативную сторону присущего российской нефтяной отрасли «природного фактора». Это в итоге обеспечивает относительно низкие издержки добычи и транспортировки НВИЭ на основные целевые рынки.

Общей закономерностью развития больших систем энергетики, построенных на основе освоения НВИЭ, является ухудшение природных условий их деятельности с течением времени (после «перелома Шевалье»). Это ведет к естественной утрате тех конкурентных преимуществ, которыми Россия располагает лишь по факту наличия обильных ресурсов/запасов НВИЭ.

Каким образом можно реагировать на рост цен на энергию, в результате которого резко повысились цена (стоимостная энергоемкость) и доля в общественных издержках энергетического компонента? Реагировать можно по-разному, но это будут различные формы замещения на уровне производственных факторов: замещение одних производственных ресурсов, ставших менее конкурентоспособными, другими, конкурентоспособность которых, наоборот, повысилась и не обязательно в результате целенаправленных мер по ее увеличению.

Такое замещение (структурная реорганизация, структурные сдвиги в мировой экономике) в рамках конкуренции между производственными ресурсами происходило по пути движения от менее дорогих к более дорогим мерам, от более простых к более сложным преобразованиям.

Первый этап в череде последовательных мер реагирования на рост цен на энергию — этап **замещения нефти другими энергоресурсами** в рамках действующего технологического уклада при стремлении первоначально максимально сохранить его технологическую структуру. Все это происходило в первое время на основе «внутри-

топливной» конкуренции (замещение ставшей дорогой нефти стран ОПЕК нефтью из других источников вне стран ОПЕК, достигших приемлемой рентабельности вследствие роста нефтяных цен), а в дальнейшем на основе «межтопливной» конкуренции (замещение дорогой нефти другими, ставшими относительно более дешевыми, энергоресурсами в конечном использовании в результате технологической конкуренции в энергопотреблении).

Затем, как это ни кажется парадоксальным (ибо для многих такое замещение может показаться признаком регресса), осуществлялся этап **замещения энергии живым трудом**. Это выразилось в перемещении энергоемких производств из стран с дорогими энергией и рабочей силой в страны, где пусть и не была дешевой энергия, но была дешевая рабочая сила. Таким образом, происходил целенаправленный вывод таких производств в развивающиеся страны. Параллельно промышленно развитые страны решали еще одну задачу. Энергоемкие производства — это (тем более в то время), как правило, экологически грязные производства. А именно в 70-е годы XX в. в промышленно развитых странах развернулась борьба за сохранение чистоты окружающей среды. Поэтому при выводе грязных энергоемких производств в развивающиеся страны транснациональные компании не только решали задачу компенсации роста своих энергетических издержек за счет экономии на живом труде, но и снижали затраты на соблюдение экологических требований (на установку очистительного оборудования, необходимого в материнских странах), поскольку в странах нового размещения этих производств (развивающихся государствах) требования к охране окружающей среды еще не стали актуальными и можно было не тратиться на соответствующее очистительное оборудование. При этом при переносе энергоемких производств из промышленно развитых государств (в результате замещения энергии живым трудом, уходя от высокой стоимостной энергоемкости) в развивающиеся страны происходит фактически экспорт в эти страны индустриальной модели развития промышленно развитых государств, независимо от того, является ли эта модель оптимальной для развивающихся стран на нынешнем этапе развития. Именно эти производства, перенесенные в свое время в богатые дешевой рабочей силой Индию, Китай и другие развивающиеся страны, обеспечили впоследствии экономический подъем этих государств по индустриальной модели со всеми ее плюсами и минусами, вынуждая их проходить в своем развитии по той же траектории, по какой в свое время двигались промышленно развитые государства, и решать аналогичные проблемы.

Следующий этап — **замена энергии прошлым трудом** (капиталом). Имеется ввиду повышение эффективности использования энер-

гии на всех этапах «энергетических цепочек» — от добычи до конечного использования в результате, в первую очередь, применения достижений революционного НТП.

Прошлая и современная парадигмы развития мировой энергетики (кривые Хабберта, правило/рента Хотеллинга, «перелом Шевалье»)

Развитие энергетики на основе НВЭР допускает в общественном сознании, что в будущем возможны ограничения со стороны их предложения. Это главное допущение, лежащее в основе современной парадигмы развития энергетики, следующее из анализа работ трех «классиков», являющихся, по мнению автора, основоположниками экономических основ современного этапа развития энергетики при использовании ископаемого топлива: М.К. Хабберта, Г. Хотеллинга и Ж.М. Шевалье. Они сформулировали три основных принципа (постулата), характеризующих парадигму развития энергетики, базирующуюся на освоении НВЭР, которые являются своего рода «триада китами», определяющими ее развитие.

Во-первых, это кривая Хабберта [1, 2], лежащая в основе теории «пика нефти» (рис. 2.2). Из анализа кривой следует, что раз ресурсы нефти и газа исчерпаемы (конечны), то в какой-то момент времени производители углеводородов дойдут до пика добычи, а затем она станет снижаться. Это связано с характером кривой профиля добычи с течением времени для любого отдельно взятого месторождения УВС: рост; удержание максимальных объемов (на «полке»); снижение. Поэтому с течением времени все больший объем вновь вводимых мощностей по добыче в рамках отдельно взятой нефтегазоносной провинции, страны, группы стран будет обеспечивать не дальнейший рост, а компенсацию падения добычи на действующих промыслах.

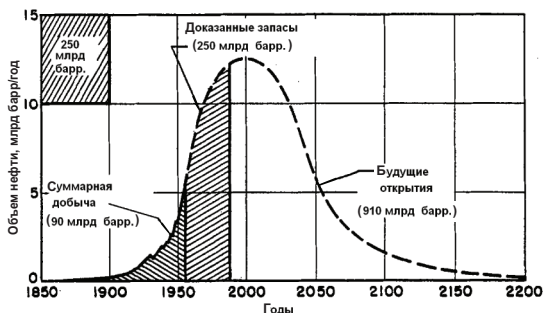
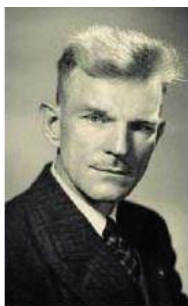


Рис. 2.2. Мэрион Кинг Хабберт (1903—1989 гг.) и кривая Хабберта применительно к мировой нефтедобыче [2]

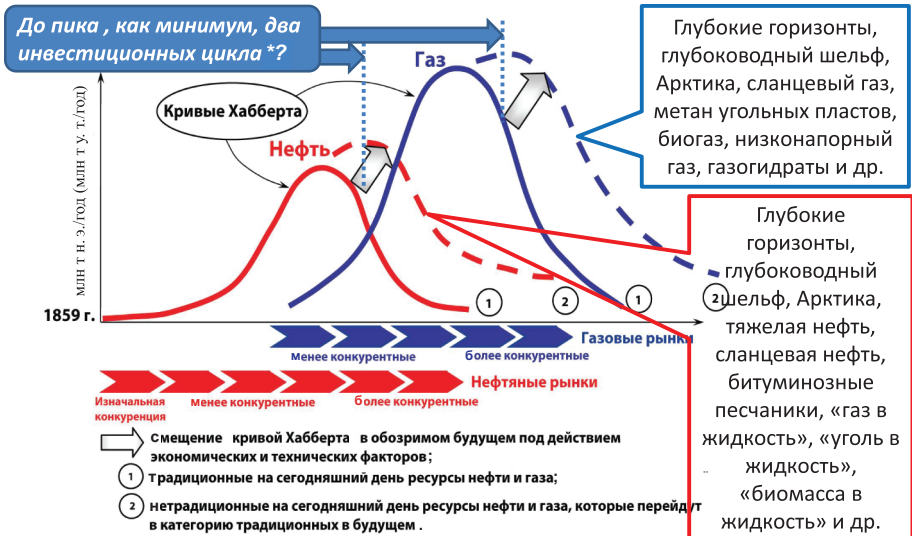
Допускаются разные интерпретации кривой в рамках двух разных «школ мысли», опирающихся на использование кривых Хабберта для целей статического («геологи») или динамического («экономисты») моделирования.

Так называемые «геологи» (условный собирательный образ в терминологии автора) считают, что располагаемая сегодня ресурсная база определяет физические пределы роста энергопроизводства, пик которого поэтому скоро наступит (статическое моделирование). В понятиях этой школы (группы) обеспеченность энергоресурсами есть функция ресурсной базы, истощающейся по мере добычи; причем расчет зачастую ведется либо по технически извлекаемым, либо по доказанным извлекаемым запасам. И то, и другое является некорректным, поскольку отражает только сегодняшний уровень развития технологий (первое) и/или сегодняшнюю же экономическую конъюнктуру (второе), фактически отрицая тем самым перманентное действие фактора НТП.

Так называемые «экономисты» полагают, что если этот пик и наступит, то не сейчас (по мнению автора, по крайней мере не в ходе двух ближайших — текущего и следующего — инвестиционных циклов [11]), ибо пик кривой Хабберта постоянно сдвигается вправо-вверх в результате НТП (динамическое моделирование). Поэтому для представителей этой школы (группы) обеспеченность энергоресурсами есть функция НТП (результат применения новых технологий и их финансирования, т.е. функция инвестиционного климата), а рентабельная для освоения ресурсная база расширяется по мере добычи (рис. 2.3).

В результате НТП (эволюционных или революционных его ветвей) и/или изменения ценовой конъюнктуры энергоресурсы, являвшиеся ранее нерентабельными для освоения* и поэтому находившиеся вне пределов кривой Хабберта, перемещаются в область под этой кривой, площадь этой области увеличивается, пик кривой уходит вправо-вверх. Итак, в рамках экономической интерпретации кривой Хабберта происходит движение вправо-вверх пика этой кривой, поскольку бывшие ранее «нетрадиционными» (нерентабельными для освоения и использования) энергоресурсы становятся рентабель-

* Остававшиеся «нетрадиционными» в терминологии автора, поскольку он проводит разделение между традиционными и нетрадиционными энергоресурсами не по *стартовым* физико-химическим, геологическим или природно-климатическим их различиям, а по *итоговому* ключевому экономическому различию — по уровню рентабельности освоения тех или иных энергоресурсов, приемлемой или неприемлемой в данных экономико-политических условиях, т.е. с учетом всей совокупности сопутствующих рисков добычи и реализации; а она является, в конечном итоге, результатом применяемых технологий (фактор НТП) и уровня цен (экономической конъюнктуры).



* Первый инвестиционный цикл — цикл, когда используемые сегодня коммерческие технологии, которые должны окупить уже осуществленные вложения в их разработку и применение, прежде чем им на смену придут технологии нового инвестиционного цикла, находящиеся на стадии НИОКР и тем самым предопределяющие второй инвестиционный цикл.

Рис. 2.3. Эволюция рынков нефти и газа: от менее конкурентной среды к более конкурентной (экономическая интерпретация кривых Хабберта)

ными и тем самым перемещаются в область под этой кривой, расширяя площадь данной области и сдвигая пик кривой в указанном направлении (см. рис. 2.3). При этом даже в теории достижение пика кривой Хабберта не может произойти ранее завершения двух глобальных инвестиционных циклов: текущего и следующего за ним.

Текущий инвестиционный цикл — это период коммерциализации (применения и окупаемости) действующих технологий в энергетическом комплексе в рамках текущего технологического уклада. Огромные средства вложены бизнесом и государствами не только и не столько в энергопроизводство, преобразование и потребление, сколько в получение средств производства для этих целей (т.е. в сопряженные с энергетикой отрасли). Омертвлять эти средства (и тем более списывать их) никакие экономические субъекты в рамках рационального поведения не будут и не допустят этого. Поэтому эти средства должны быть и будут монетизированы (обеспечена их окупаемость), прежде чем может начаться переход на новые технологии, на новый технологический уклад. Но и в следующий инвестиционный цикл (в технологии следующего этапа развития) уже вложены существенные средства также государством и бизнесом. А именно,

как в фундаментальные НИОКР (которые «заглядывают» в послезавтра и за более длительный временной горизонт, и вопрос об их контурах, а тем более об их коммерциализации пока еще поэтому не стоит), так и (особенно) в прикладные, которые уже сегодня нам дают практические знания о тех технологиях завтрашнего дня, которые будут коммерциализоваться и применяться на практике в рамках следующего инвестиционного цикла.

Таким образом, уже сегодня по результатам этих прикладных НИОКР мы видим, какие энерготехнологии и их воспроизводственные процессы будут коммерциализоваться в рамках следующего инвестиционного цикла (уже начавшегося, ибо любой инвестиционный цикл начинается со стадии НИОКР), что задает инвестиционную (самую жесткую) инерцию развития на период второго инвестиционного цикла по всем звеньям энергетической цепочки от добычи до конечного использования. Таким образом, примерно на ближайшие 50 лет (при сохранении вышеописанной тенденции) выход на пик кривой Хабберта человечеству не грозит.

Во-вторых, следует отметить правило Хотеллинга [3], в соответствии с которым будущая ценность (стоимость) НВЭР в недрах увеличивается (на значение банковского процента) с течением времени. Отсюда вытекает наличие двух видов ресурсной ренты при реализации невозобновляемого энергоресурса на рынке: ренты Рикардо и ренты Хотеллинга [4] (рис. 2.4; за основу графика взят рисунок из [5]).

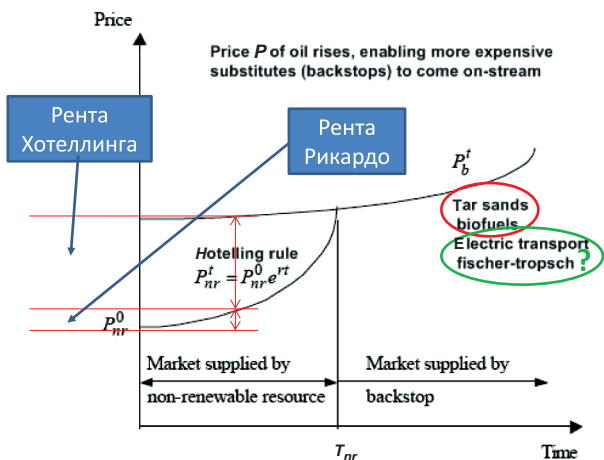


Рис. 2.4. Гарольд Хотеллинг (1895—1973 гг.) и правило Хотеллинга: экономическое правило касательно горной ренты

Отсюда следует также, что извлечение (монетизация) ренты Хотеллинга не есть результат «рыночного доминирования» на рынке энергоресурсов страны-импортера той или иной компанией-экспортером из-за ее, якобы, антиконкурентного поведения [что инкриминируется, например, Еврокомиссией ПАО «Газпром» на рынке газа (Евросоюз)], а есть результат отсутствия конкурентоспособной замещающей технологии (backstop technology) или замещающего энергоресурса, или альтернативных поставщиков данного энергоресурса в зависимой от его импорта стране (см. рис. 2.4). И то, и другое, и третье решается за счёт инвестиций в их создание и не зависит от поведения страны-экспортера или компании-экспортера, а полностью зависит от инвестиционного климата и мотивационного (по отношению к инвесторам) поведения принимающей страны-импортера.

Если же страна-импортер не предпринимает таких действий, то компания-экспортер страны-собственника энергоресурсов, особенно если это государственная компания страны-экспортера, выступающая экономическим агентом своего суверена и действующая в связке суверен—агент (например, Российская Федерация — ПАО «Газпром», которое по закону РФ «Об экспорте газа» является монопольным экспортером российского трубопроводного газа), имеет полное право извлекать на экспортных рынках третьих стран не только ренту Рикардо (продавая газ по цене «cost+»), но и ренту Хотеллинга (продавая газ по цене, привязанной к стоимости его замещения на рынке данной страны). Такой экономической подход суверенного государства по извлечению максимальной монетизируемой (т.е. продаваемой на условиях конкуренции газа с его заменителями) ресурсной ренты при экспорте (ренты Рикардо плюс ренты Хотеллинга) защищен такими международно-правовыми актами, как Резолюция 1803 Генеральной Ассамблеи ООН от 16.12.1962 г. «Неотъемлемый суверенитет над естественными ресурсами» и статья 18 «Суверенитет над энергетическими ресурсами» Договора к Энергетической хартии 1994 г. (вступил в действие 16.04.1998 г.).

В своем сочетании обе концепции (Хабберта и Хотеллинга) действуют в сторону повышения будущей стоимости (ценности) НВЭР в недрах с течением времени. Однако в них не принимались во внимание возможные ограничения со стороны спроса.

В-третьих, Ж.-М. Шевалье был первым (по известным автору публикациям), кто обосновал, по крайней мере на уровне теории, *перелом* в динамике предельных и средних издержек по разведке и добыче нефти в мире с понижающихся на повышающиеся на рубеже 60/70-х годов XX в. [6, 7] (рис. 2.5).

Впоследствии автору расчетным путем удалось подтвердить предположение Ж.-М. Шевалье (рис. 2.6) [9], что дало основание ввести в



«... В основу своего анализа мы положили центральную гипотезу о том, что в 1970-1971 гг. фаза снижения предельных издержек производства в нефтяной промышленности сменилась фазой их возрастания, по крайней мере на уровне разведки новых месторождений и добычи нефти. ...еще преждевременно проверять эту гипотезу в количественном отношении. В данном исследовании мы стремились дать ей лишь общую оценку.» (1973 г.)

Рис. 2.5. Жан-Мари Шевалье и «перелом Шевалье» [6]

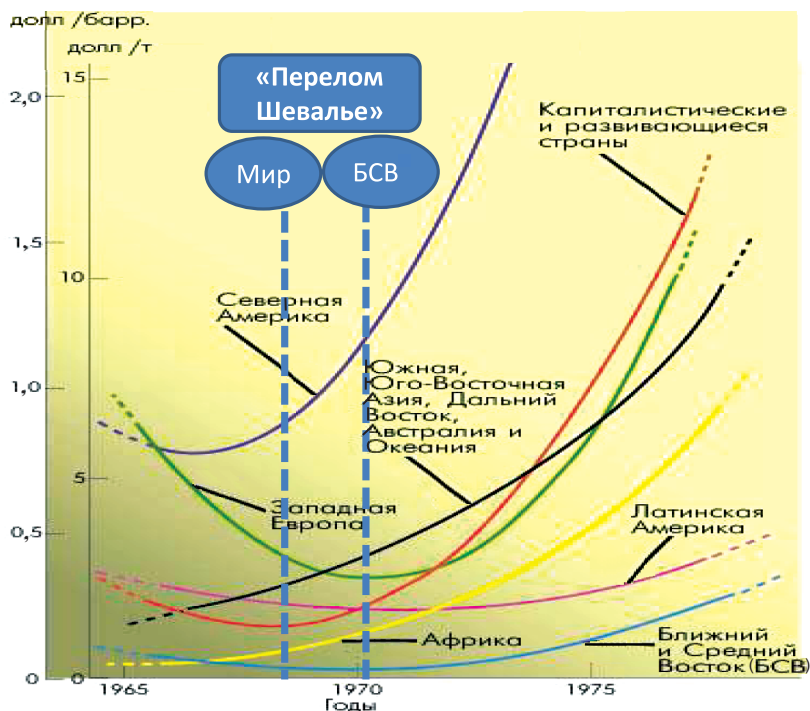


Рис. 2.6. Выровненная динамика издержек добычи углеводородов в мировой нефтегазовой промышленности в период смены тенденций во второй половине XX в. (количественная оценка / проверка центральной гипотезы Ж.-М. Шевалье) [9]

оборот применительно к закономерностям эволюции международных энергетических рынков термин «перелом Шевалье».

В 1972 г. был опубликован ставший широко известным первый доклад Римского клуба «Пределы роста» [8], фактически базирующийся на тезисах Хабберта—Хотеллинга. Строго говоря, популяризация теории Хабберта началась именно с этого доклада Римского клуба. В ответ на этот доклад тогдашний Министр нефти и минеральных ресурсов Саудовской Аравии шейх Ахмед Заки Ямани произнес ставшую знаменитой фразу: «каменный век закончился не потому, что закончились камни, и нефтяной век закончится много раньше, чем в мире кончится нефть...», фактически обосновав тем самым неизбежность перехода от ожидания «пика предложения» к ожиданию «пика спроса». Вопрос: не этот ли фазовый переход мы сейчас наблюдаем?

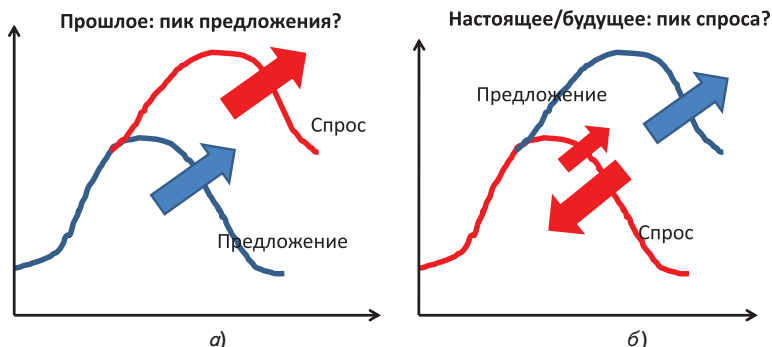
Мировая энергетика — смена парадигмы?

Почему происходит смена парадигмы, выражающаяся в переходе в общественном сознании от ожидания «пика предложения» к ожиданию «пика спроса»? Поменялось соотношение ожидаемой динамики спроса и предложения, а также факторов, действующих на стороне каждого из этих процессов. К этим факторам можно отнести накопленные эффекты реакции мировой экономики на рост цены на нефть с 70-х годов XX в., сланцевую революцию США и ее «эффекты домино», ожидаемые последствия Парижского соглашения по климату (COP-21).

На стороне предложения безотказно действовавшее в период после «перелома Шевалье» сочетание кривой Хабберта — правила Хотеллинга делало целью предпринимательской деятельности извлечение ресурсной ренты за счет использования, в первую очередь, эффекта масштаба (для нивелирования или преодоления негативного действия природного фактора в этот период), на что и был направлен в значительной степени НТП в этой сфере. При этом спрос развивался, как правило, по индустриальной модели и при доминирующем централизованном энергоснабжении (для реализации все того же эффекта масштаба). Плюс фактор роста населения и расширение его доступа к коммерческому энергоснабжению с течением времени обеспечивали экстенсивные факторы роста спроса. Это способствовало ожиданию опережающего роста спроса по отношению к росту предложения и соответствующему соотношению пиков двух кривых, которое показано на рис. 2.7, а.

В настоящее время (рис. 2.7, б) изменился характер НТП по тому типу ренты, на извлечение которой он преимущественно нацелен. Теперь это не только и не столько природная ресурсная рента (извлекаемая преимущественно за счет эффекта масштаба), сколько в первую

Предложение	Спрос	Предложение	Спрос
<ul style="list-style-type: none"> • пик Хабберта; • правило (рента) Хотеллинга; • «перелом Шевалье»; • НТП (ресурсная рента, эффект масштаба) 	<ul style="list-style-type: none"> • экономический рост (индустриализация – централизация); • рост населения 	<ul style="list-style-type: none"> • НТП (сланцевая революция США: технологическая рента); • антитеорема Хотеллинга? 	<ul style="list-style-type: none"> • 4 этапа «ухода от нефти»(ПРКС); • энергоэффективность; • СОП-21; • новый тип экономического роста в бедных развивающихся странах (неиндустриализация – децентрализация) и пост-индустриализация в ПРКС



ПРКС — промышленно развитые капиталистические страны

Рис. 2.7. Мировая энергетика — смена парадигмы?

очередь технологическая рента. Пример тому — американская сланцевая революция, которая является основным революционным преобразователем на стороне предложения (и не только углеводородов).

Сланцевая революция США и ее «эффекты домино»

Американская сланцевая революция долго готовилась и «выстрелила» через 30 с небольшим лет после начала подготовки в 1974 г. Администрацией тогдашнего Президента США Р. Никсона программы «Энергетическая независимость» в ответ на введение нефтяного эмбарго и повышение нефтяных цен странами ОПЕК. В 1977 г. (уже Администрацией Дж. Картера) эта программа была принята. Кроме всего прочего, она предусматривала широкомасштабное государственное финансирование фундаментальных НИОКР по разным (девятнадцати) направлениям, по которым в принципе когда-то мог бы быть получен эффект уменьшения зависимости от энергетического импорта. Одним из таких оказавшихся успешным направлений стало создание коммерческих технологий освоения сланцевых углеводородов (сначала сухого газа, а затем и нефти) на основе комбинации (успешного объединения в единый технологический комплекс) трех отдельных достижений революционного НТП: трехмерной сейс-

мики, горизонтального и направленного бурения и множественного гидроразрыва пласта (ГРП).

Американская сланцевая революция состоялась («выстрелила») во второй половине 2000-х годов в результате комплекса благоприятных причин (не последними среди которых были резкий рост цены на нефть в первом десятилетии нынешнего века [24], либеральный, обеспечивающий быструю реакцию на новые вызовы, характер американской экономики и др. [15,16]), в том числе благодаря, как обычно, «роли личности в истории» — общепризнанного ее пионера Дж. Митчелла. Таким образом, полный инновационно-инвестиционный цикл освоения сланцевых углеводородов — от начала госфинансирования фундаментальных исследований до получения широкомасштабного эффекта, критическая масса которого оказалась достаточной для запуска, в свою очередь, системных «эффектов домино», — продолжался 30 лет (рис. 2.8).

Американская сланцевая революция возникновением «эффектов домино» [15,16] если не перевернула, то очень сильно «встряхнула» энергетический мир и вызвала в нем многочисленные разнонаправленные и, что особенно важно, необратимые изменения.

Чем принципиально отличается от добычи традиционного УВС производство сланцевых углеводородов? В первом случае операторы проектов принимают индивидуальные решения по его разработке и финансированию, при этом проектное (долговое) финансирование для таких проектов — это искусство. В случае сланцевого УВС —

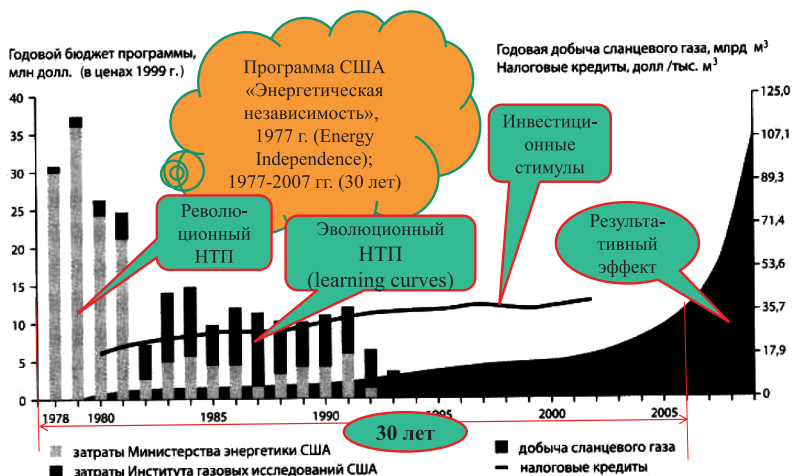


Рис. 2.8. Стимулирование развития сланцевых технологий в США [14]

это конвейер по бурению, и технологический, и финансовый, здесь проектное финансирование поставлено на поток и становится ремеслом. В итоге два разных типа УВС предопределяют нацеленность на извлечение двух различных типов ренты.

В результате резко расширяется зона потенциального предложения за счет дополнительного (и опережающего?) расширения области под кривой Хабберта при ускоренном перемещении под эту кривую огромного «кластера» (любимый термин премьера Д.А. Медведева) таких ранее известных*, но остававшихся «нетрадиционными» (т.е. нерентабельными для широкомасштабного освоения) энергоресурсов, какими являются сланцевые углеводороды.

Накопленные эффекты реакции на рост цен с 70-х годов XX в.

В зоне спроса происходит наложение нескольких эффектов. Во-первых, срабатывает накопленный эффект четырех последовательных, но с «эффектом матрешки» (когда каждый последующий накладывался и дополнял действие предыдущих), этапов постепенного пошагового «ухода от нефти» мировой экономики после нефтяных кризисов и роста цен 70-х годов XX в. (рис. 2.9) [24]. В первую очередь это происходило и вело к замедлению роста энергопотребления в промышленно развитых странах с созданием в них первоочередных предпосылок к выходу на «пик спроса»:

1) «уход» от нефти ОПЕК — в добыче/«апстриме» (конкуренция «нефть (ОПЕК) против нефти (не ОПЕК)»): освоение ранее недоступных или труднодоступных месторождений нефти за пределами стран ОПЕК, что стало возможным в результате перехода этих месторождений в зону рентабельности при имеющихся технологиях вследствие роста цен либо вследствие применения (коммерциализации) вызванных этим ростом достижений революционного НТП; произошла интенсивная диверсификация международной торговли нефтью и ее инфраструктуры, начался рост и увеличилась номенклатура источников предложения, усилилась конкуренция «нефть против нефти», но сначала вместо снижения цены выровнялись по замыкающим (наиболее дорогим) источникам, и лишь с начала 80-х годов XX в. нарастающий избыток предложения стал давить на цены вниз, пока не обрушил их в 1985 г. (рис. 2.9);

2) «уход» от жидкого топлива — в потреблении/«даунстриме» (конкуренция «нефть против других ЭР»): замещение жидкого топлива альтернативными энергоресурсами (газом, углем и др.) в резуль-

* Так, старейший российский отраслевой журнал «Нефтяное хозяйство» в начале 20-х годов XX в. назывался «Нефтяное и сланцевое хозяйство».

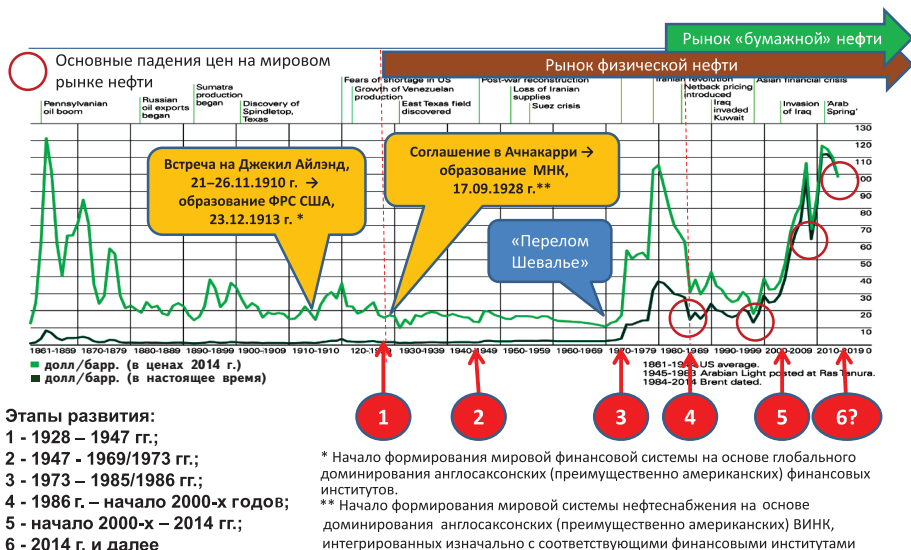


Рис. 2.9. Динамика цены на нефть, долл./барр., и событийная канва 1861—2014 гг. (по данным компании BP), а также основные этапы развития организованной международной торговли нефтью / мирового рынка нефти (по А. Коноплянику)

тате применения достижений революционного НТП; это привело к замедлению (а в начале 80-х годов прошлого века к краткосрочному прекращению) роста спроса на жидкое топливо;

3) «уход» от энергии» (замещение энергоресурсов другими факторами производства), т.е. конкуренция «нефть/другие энергоресурсы против других производственных ресурсов»; произошло замещение энергии:

а) трудом — вывод производственных мощностей в развивающиеся страны и компенсация тем самым дорогой энергии дешевой рабочей силой; в результате произошло структурное повышение энергоэффективности в странах-энергоимпортерах;

б) капиталом — технологическое повышение энергоэффективности в результате применения достижений революционного НТП (наряду с мерами по экономии энергии, что может быть результатом и административных мероприятий). Повышение технологической эффективности использования энергии во всех звеньях национальных и трансграничных «энергетических цепочек» происходило, в первую очередь, в промышленно развитых странах-энергоимпортерах, эти достижения затем (т.е. с определенным запаздыванием) через систему мирохозяйственных связей распространялись во всей мировой экономике и вели к ее повсеместному

переходу от энергорасточительного (до начала 70-х годов XX в.) ко все более и более энергоэкономному типу общественного производства.

Во-вторых, происходят изменения в общественном сознании, в результате чего коллективно вводятся добровольные (рукотворные) ограничения, сдерживающие и замедляющие рост спроса, исходя, в первую очередь, из доминирующего представления об актуальности климатической повестки для устойчивого экономического развития и основных факторах ухудшения природной среды (не будем приводить критический анализ этих факторов). Наиболее яркий пример — Парижское соглашение по климату (СОР-21).

В-третьих, в наиболее экономически развитых странах, с одной стороны, и в наиболее бедных, с другой, формируется, по-видимому, новый тип постиндустриального экономического развития. При этом проблемы обеспечения дальнейшего энергоснабжения в одних странах и борьбы с «энергетическим голодом»/«энергетической бедностью» в других (по разным исходным причинам, но, тем не менее, при совпадающих подходах) будут решаться не в рамках той индустриальной траектории развития, по которой прошли в свое время промышленно развитые страны и которой соответствует преимущественно централизованное энергоснабжение, а в рамках наращивания преимущественно постиндустриального, т.е. децентрализованного, и, возможно, даже индивидуализированного энергоснабжения при том широком спектре возможностей, которые предоставляет современный этап НТП.

Вряд ли мировая энергетика когда-либо будет полностью «цифровой, электрической, возобновляемой» (digital, electrical, renewable), какое видение широко насаждается сегодня, например в определенных кругах стран ЕС. Но то, что присутствие этих трех компонентов становится более значимым и в результате радикально меняет характер роста спроса на энергию и его дальнейшую траекторию, замедляя последующий его рост, — это неоспоримый факт. Все это в комплексе и обеспечивает переход от модели «пика предложения» к модели «пика спроса».

Замедление роста спроса на энергопотребление, с одной стороны, и расширение потенциального предложения, с другой, приведут к наращиванию потенциального избытка предложения в мировой энергетике. Так, в соответствии с оценками компании BP, мировые технически извлекаемые ресурсы нефти превышают прогнозные объемы накопленного (ожидаемого) спроса в период 2015—2035 гг. в 3,7 раза и в период 2015—2050 гг. в 2 раза; доказанные извлекаемые запасы — в 2,4 и 1,3 раза соответственно (рис. 2.10). Это подтверждает, что человечеству не грозит ресурсный голод, но встает

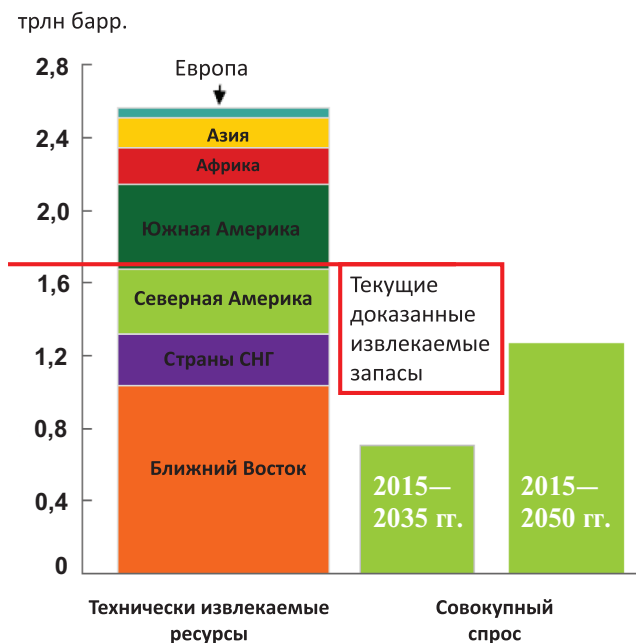


Рис. 2.10. Оценка компанией BP мировых технически извлекаемых ресурсов, доказанных извлекаемых запасов и прогнозных накопленных объемов спроса на жидкое топливо за период 2015—2050 гг. [13]

проблема своевременной востребованности (окупаемости) тех ресурсных категорий, в выявление и подготовку которых к освоению уже вложены существенные производственные ресурсы (интеллектуальные, финансовые, технологические).

В дополнение к этому накопленному итогу ответных мер мировой экономики на нефтяные и энергетические кризисы 70-х годов прошлого века на стороне как спроса, так и предложения недавно добавилось рукотворное ограничение со стороны спроса (Парижское соглашение по климату COP-21), которое радикальным образом ускоряет смену энергетической парадигмы и создает систему новых вызовов для мировой энергетики и энергетики России.

COP-21 и новая парадигма развития энергетики

Парижское соглашение по климату (COP-21, вступило в действие 04.11.2016 г.) фактически задает новые пределы роста мировой энергетики, вводя для них ограничения «сверху». По оценке Международного энергетического агентства (МЭА), накопленный будущий объем выбросов CO₂ в результате освоения текущих доказанных

извлекаемых запасов (ТДИЗ) невозобновляемых источников энергии (НВИЭ)* в 3 раза превышает верхний предел разрешенных выбросов, согласованных в СОР-21 для целей устойчивого развития (допустимое потепление не более 2 °С), а по оценке Международной группы экспертов по изучению климата (МГЭИК) — в 3÷4 раза. Это означает, чтобы удержать глобальное потепление в указанных пределах без широкомасштабного применения технологий улавливания и хранения CO₂ (CCS — carbon capture & storage), человечеству не удастся использовать более 1/3 (по данным МЭА) или 1/3—1/4 (по данным МГЭИК) мировых ТДИЗ НВИЭ, т.е. той части известных и изученных геологических ресурсов ископаемого топлива, для которых существуют технологические возможности по их извлечению (технически извлекаемые запасы) и которые экономически рентабельны для извлечения, т.е. подготовлены для добычи и являются по сути «производственными добывающими мощностями» (текущие доказанные извлекаемые запасы). В подготовку их для добычи было вложено немалое количество средств. И именно эти — энергетические — ресурсы (как категория ресурсов производственных) являются зоной сохранения конкурентных преимуществ сегодняшней российской экономики.

По данным МЭА, из всех вышеуказанных потенциальных выбросов 2/3 приходится на выбросы, образующиеся при сжигании угля, 22 % — при использовании жидкого топлива и только 15 % — при применении газа. Поэтому возникает закономерный вопрос: если при сжигании газа в атмосферу попадает только 15 % всех выбросов, почему основная борьба за чистоту окружающей среды в Европе сегодня направлена, в первую очередь, против использования газа? Не потому ли, что в общественном мнении европейцев слово «газ» ассоциируется, в первую очередь, со словосочетанием «российский газ», особенно после январских транзитных газовых кризисов 2006 и 2009 гг.? Напрашивается ответ: в борьбе за сужающуюся конкурентную нишу для некоторых стран все средства хороши, чтобы убрать конкурента. Поэтому активно пропагандируется (в частности, ссылаясь на упомянутые транзитные кризисы и тем самым подменяя понятия), что Россия — это, якобы, ненадежный поставщик.

Если брать данные МЭА/МГЭИК за основу, то исполнение соглашения СОР-21 (Россия пока его не ратифицировала) неизбежно

* В рамках технологических цепочек от добычи до конечного потребления отдельного вида НВИЭ (угля, жидкого топлива, газа) в каждой энергетической/неэнергетической сфере их использования.

запустит цепочку «эффектов домино» с негативными для страны последствиями. Добровольно принятые ограничения со стороны спроса, исходя из климатической повестки, неизбежно приведут к тому, что не все ТДИЗ смогут быть востребованы (так называемая проблема «unburnable carbon»). Это означает, что создается будущий потенциальный избыток предложения, искусственно сформированный климатической повесткой. Но независимо от того, будущий он или настоящий, избыток предложения способствует снижению цен. Это будет вести не к увеличивающейся (как у Хотеллинга), а к уменьшающейся ценности/стоимости НВИЭ в недрах из-за их потенциальной невостребованности. Можно говорить, что таким образом формируется (формулируется) антитеорема или антиправило Хотеллинга.

В итоге создаются стимулы для быстреего извлечения/использования этих ТДИЗ, что будет оказывать понижающее давление на цены. Оно будет являться результатом конкуренции производителей, их борьбы за попытку оказаться первыми и более конкурентоспособными на сужающемся со стороны спроса (относительно растущих масштабов предложения) рынке, чтобы не оказаться невостребованными в условиях искусственно вводимых Парижским соглашением ограничений спроса. Это будет ускорять наступление эры дешевой нефти, но не вследствие повсеместного снижения издержек ее разведки и добычи (например, за счёт применения достижений НТП), а в результате того, что общество (в соответствии с вышеизложенным) вполне осознанно будет готово платить все более низкую цену за поставляемую энергию, зная, что завтра эта энергия будет еще дешевле.

Дополнение эффекта применения Парижского соглашения (COP-21) к накопленным последствиям реакции мировой экономики на рост нефтяных цен с 70-х годов XX в. может кардинально изменить парадигму будущего развития мировой энергетики!

Риски и вызовы для России

Россия стоит перед серьезными макроэкономическими вызовами. Рассматриваемое развертывание событий в мировой экономике (грядущая смена парадигмы развития мировой энергетики) происходит в направлении (и может усугубляться/сопровождаться целенаправленными попытками) вытеснения нашей страны из зоны ее традиционных конкурентных преимуществ в глобальной конкуренции, которыми является сфера традиционных НВИЭ.

Зона сегодняшних основных конкурентных преимуществ нашей страны — энергоресурсы. Основные конкуренты в этой сфере — страны ОПЕК (Саудовская Аравия), США, Россия. Сегодня наша

страна находится в срединной части «кривой предложения» (в рамках ресурсного спектра ТДИЗ* в отношении издержек добычи) (рис. 2.11).

Попытки вытеснить Россию из этой зоны конкурентных преимуществ могут привести к тому, что она будет не готова сегодня на равных конкурировать в сферах, где доминируют другие производственные ресурсы, где есть конкурентные преимущества у других стран в иных отраслях. Например, если говорить о технологиях и инновациях, безусловно, наша страна очень сильна и более чем конкурентоспособна в сфере ВПК, но это не дает возможности решить все отечественные проблемы (компенсировать потери), если Россия окажется преждевременно вытесненной из зоны своих традиционных конкурентных преимуществ в мировой экономике. Утрата конкурентных ниш на рынках энергоресурсов в результате целенаправленной преждевременной (ускоренной) переориентации мировой экономики

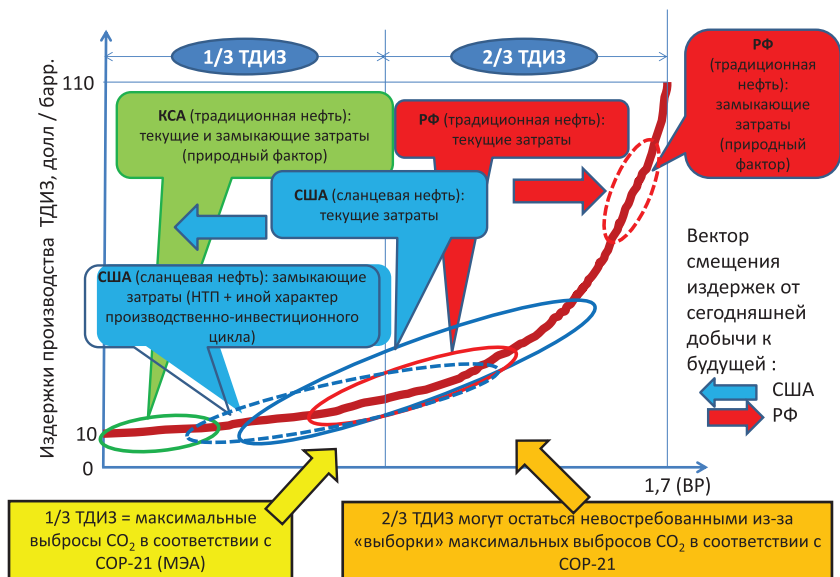


Рис. 2.11. Влияние сланцевой нефти США и COP-21 на глобальную «кривую предложения» нефти (приведен порядок цифр)

* Компания BP оценивает мировые ТДИЗ нефти в 1,7 трлн барр. Поскольку эти оценки делались с учетом существовавших цен, которые всю первую половину текущего десятилетия держались на уровне 110 долл. за баррель, именно в прямоугольнике с такими координатами автор расположил гипотетическую кривую предложения для обозначения на ней зон конкурентных преимуществ основных конкурирующих на этом рынке государств.

на безуглеродную энергетику будет для России катастрофичной, если это произойдет до тех пор, пока переходные меры по диверсификации конкурентоспособного присутствия России в мировой экономике в неэнергетических отраслях не дадут отдачи.

Саудовская Аравия была, есть и останется в нижней зоне ресурсного спектра (см. рис. 2.11). Королевство добывает и будет добывать традиционную нефть, ее текущие и замыкающие затраты, т.е. затраты на тех месторождениях, которые будут нацелены на возмещение выбытия действующих мощностей, на компенсацию падения добычи, останутся в нижней левой зоне.

США и Россия сегодня находятся в средней части ресурсного спектра, но США добывают сланцевую нефть, а Россия — традиционную. А это два принципиально разных инвестиционных механизма нефтедобычи, так как срок эксплуатации скважин добычи традиционной нефти составляет 15—20 лет, а сланцевой нефти — 2÷3 года с очень резким падением дебита (50—60 % в первый год, 80—90 % за два года). В то же время это большой минус для производителей сланцевых углеводородов, так как они должны постоянно вести бурение в целях компенсации быстрого падения дебитов (для возмещения выбытия производственных мощностей). Это приводит к быстрому росту их финансовой задолженности (инвестиционная деятельность сланцевых производителей поддерживается за счет долгового финансирования, наращивание которого в условиях снижения как нефтяных, так и газовых цен вызывает ухудшение деятельности этих производителей как заемщиков, удорожание кредита и раскручивание спирали их задолженности при ухудшении качества). Но непрекращающийся доступ к финансированию дает возможность сланцевым компаниям снижать издержки добычи в режиме реального времени. По мнению специалистов ЦЭИ ИМЭМО РАН, такая ситуация не грозит финансовым коллапсом отрасли. Повторения кризиса, аналогичного кризису на рынке недвижимости США в 2007 г., по их мнению, не будет, «потому что будут банкротиться отдельные предприятия, но угрозы банкротства для отрасли в целом нет» [25].

Можно сделать вывод: когда мы говорим о замыкающих месторождениях, ввод которых в эксплуатацию позволит компенсировать снижение добычи на действующих месторождениях, движение американской сланцевой добычи по кривой предложения пойдет влево-вниз, а в России, где добывается традиционная нефть и будет наблюдаться ухудшение природных условий, при сохранении сегодняшнего инвестиционного климата движение издержек может пойти по этой кривой вправо-вверх (см. рис. 2.11). Поскольку не весь объем миро-

вых ТДИЗ будет востребован в перспективе при снижающемся спросе, а только 1/3 — 1/4 (по расчётам экспертов МГЭИК/МЭА), то не попадет ли новая российская нефть в зону невостребованных (в рамках новой парадигмы развития мировой энергетики) для вовлечения в рентабельный хозяйственный оборот энергоресурсов, т.е. не окажется ли она тем самым «unburnable carbon»? Сегодня эти возможные риски и вызовы требуют активного обсуждения.

Новые вызовы для России связаны с состоянием инвестиционного климата. Нашей стране необходим ресурсно-инновационный путь развития (активными сторонниками и пропагандистами которого являются, например, акад. А.Н. Дмитриевский, А.Э. Конторович), т.е. нужен не «уход от нефти», а требуется интенсификация мер по сохранению и наращиванию конкурентных преимуществ России в энергетической сфере, причем по трем направлениям.

Первое направление: генерирование достижений революционного НТП в области добычи и смежных отраслях, которые выпускают оборудование для ТЭК (машиностроение, производство товаров и услуг для энергетического комплекса), т.е. производство конкурентоспособного оборудования для ТЭК в старых и новых его отраслях. Это приведет к снижению издержек (в случае революционного НТП — к радикальному их снижению, превышающему негативное влияние природного фактора*), повысит отдачу от инвестиций, но главное — вызовет снижение спроса на инвестиции в ТЭК при тех же объемах вовлеченной в хозяйственный оборот первичной энергии. Это, в свою очередь, даст возможность более активно переводить нетрадиционные энергоресурсы в традиционные, т.е. расширять область под кривой Хабберта, что позволит продлить углеводородную эру**. Нашей

* Например в 80/90-х годах XX в. издержки морской глубоководной нефтедобычи на полупогружных платформах новых типов (без стационарных оснований) на шельфе Бразилии при глубинах воды более 1 км оказались ниже (дешевле) издержек добычи на платформах со стационарными основаниями (свайными или гравитационными) в Северном море при глубинах воды менее 200 м.

** Одной из потенциальных конкурентоспособных возможностей для «традиционной» энергетики может быть, например, продление «первичного» технологического цикла ТЭК (после стадии конечного использования) на производство вторичной энергии с применением CO₂ («вторичный» технологический цикл ТЭК). Технологии CCS (улавливания и хранения углерода) должны стать не завершением действующего технологического цикла ТЭК (полезная работа и потери, включая CO₂), затраты на которые являются для него обременением, а начальной частью нового технологического энергетического цикла, например водородного (где CO₂ является не потерями/ущербом/загрязнителем, а ресурсом для производства новой «чистой» энергии на базе новых прорывных технологий).

стране необходим относительно длинный переходный период от нефтяной эры к низкоуглеродной экономике, а не скачкообразный переход, не дающий возможности для адаптации, т.е. не «прыжок» из эры нефтяной в эру низкоуглеродную. Указанные меры нацелены на сохранение конкурентоспособного предложения за счет более низких инвестиционных затрат в случае реализации в стране достижений НТП (в первую очередь, революционных), что должно происходить при непосредственном участии государства и при полной его поддержке. Примером тому может служить история американской сланцевой революции и роль государства в финансировании НИОКР.

Второе направление: повышение эффективности использования энергии, т.е. снижение удельных расходов и, возможно, тем самым абсолютных потребностей в первичной и подведенной энергии. Этот путь ведет к уменьшению спроса на валовые инвестиции в ТЭК. Что, в свою очередь, даст возможность выдержать паузу в освоении наиболее дорогих маргинальных ресурсов или обеспечить временный отказ от их освоения*. Возможно, это позволит уменьшить финансово-инвестиционную нагрузку на экономику со стороны ТЭК при совершении той же полезной работы, при тех же объемах подведенной энергии. Таким образом результатом может стать не только увеличение или сохранение объемов первичной энергии, но и сохранение объемов подведенной энергии за счет меньших затрат на ее получение. В то же время уменьшение финансово-инвестиционной нагрузки на экономику со стороны ТЭК при той же полезной работе предполагает возможность концентрации высвобождающихся ресурсов на НИОКР революционного НТП в энергетических и иных отраслях.

Третье направление: повышение эффективности использования финансовых поступлений от ТЭК для снижения потребности в налоговой нагрузке на топливно-энергетический комплекс как на «донора бюджета». Сегодняшняя налоговая система (в основе которой существует налог на добычу полезных ископаемых плюс экспортная пошлина) не является, мягко говоря, оптимальной [27]. К этому добавля-

* В частности, может иметься в виду сегодняшнее практическое освоение Арктического шельфа при существующих технологиях, т.е. на базе тех достижений эволюционного НТП, которые не дают нам возможности осваивать более чем прибрежную мелководную арктическую зону, при этом еще и с определенными экологическими рисками [26]. Такая пауза позволит сконцентрироваться на реализации соответствующих достижений революционного НТП с пониманием того (пример американской сланцевой революции), что инновационно-инвестиционный цикл для прорывных технологий, например роботизированная морская подводная (что означает подледная) добыча в Арктике, может оказаться достаточно длинным.

ются вопросы рациональности, эффективности использования бюджетных средств, например коррупционная составляющая (или «коррупционный налог») на российскую экономику, которая равняется, как было озвучено в свое время на высшем уровне, как минимум 20 % [28].

Вышеизложенное — это те возможные направления, которые могут продлить переходный период от углеводородной эры к другой (низкоуглеродной) энергетической эре, т.е. сохранить наше присутствие в сфере конкурентных преимуществ России на мировых рынках в рамках смены парадигмы развития мировой энергетики. Цель — обеспечить сохранение России в зоне ее конкурентных преимуществ в рамках глобальной конкуренции на новом инновационно-технологическом уровне, в рамках нового технологического уклада, на базе достижений революционного НТП.

Список литературы

1. **Hubbert M.K.** Energy from Fossil Fuels / M.K. Hubbert // Science. 4 February 1949. Vol. 109. P. 103—109.
2. **Hubbert M.K.** Nuclear energy and the fossil fuels / M.K. Hubbert // Presented before the Spring Meeting of the Southern District Division of Production American Petroleum Institute Plaza Hotel. San Antonio. Texas. March 7-8-9 1956. No. 95.
3. **Hotelling Harold.** The economics of exhaustible resources / Harold Hotelling // Journal of Political Economy. The University of Chicago Press via JSTOR. 1931. Vol. 39 (2). P. 137—175.
4. **Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ / Р. Дикель, Г. Гунул, Т. Гулд и др. // Брюссель: Секретариат Энергетической Хартии, 2007.**
5. **Khanna Neha.** On the economics of non-renewable resources / Neha Khanna // Economics Interactions With Other Disciplines. URL: <http://www.eolss.net/ebooks/Sample%20Chapters/C13/E6-29-03-01.pdf> (дата обращения: 23.04.2018).
6. **Chevalier Jean-Marie.** Le nouvel enjeu petrolier / Jean-Marie Chevalier. Paris, 1973.
7. **Шевалье Ж.-М.** Нефтяной кризис / Ж.-М. Шевалье. М.: Мысль, 1975.
8. **The Limits to Growth / D.H. Meadows, D.L. Meadows, J. Randers, W.W. Behrens III // A Report to The Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind.** New York: A Potomac Associates Book/ Universe Books, 1972. URL: <http://www.clubofrome.org/report/the-limits-to-growth/> (дата обращения 23.04.2018).
9. **Куренков Ю.** Динамика издержек производства, цен и рентабельности в мировой нефтяной промышленности / Ю. Куренков, А. Конопляник // Мировая экономика и международные отношения. 1985. № 2. С. 59—73.

10. **Конопляник А.** Whether low oil prices put an end to oil indexation in gas? What are alternative ways & means to obtain Maximum Marketable Resource Rent in term gas contracts? (invitation to discussion) / А. Конопляник // Presentation at the 8th «ENERGETIKA-XXI: Economy, Policy, Ecology» International Conference. Saint-Petersburg, 11-12.11.2015.
11. **Конопляник А.** Встречные «эффекты домино» / А. Конопляник // Нефть России. 2017. № 5—6. С. 4—11.
12. **BP** Statistical Review of World Energy. 2017.
13. **Dale Spencer.** Group chief economist / Spencer Dale // Presentation in IMEMO RAS at the «Oil & Gas Dialogue» Seminar. BP Energy Outlook, 2017. URL: <http://imemo.ru/files/File/ru/conf/2017/07022017/07022017-PRZ-EO17-Presentation-Spencer%20short.pdf> (дата обращения 23.04.2018).
14. **Геллер Е.И.** Новая газовая революция? На сей раз — «мокрая» / Е.И. Геллер, С.И. Мельникова // Россия в глобальной политике. 2015. Май-июнь (спец. вып.). С. 177—189.
15. **Конопляник А.** Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы / А. Конопляник // ЭКО. 2014. № 5. С. 111—126.
16. **Конопляник А.** The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective / А. Konoplyanik // Handbook of Shale Gas Law and Policy/ed. by Tina Hunter. Intersentia, 2016. P. 65—106,
17. **Жуков С.В.** Нефть как финансовый актив / С.В. Жуков // Научно практическая конференция Газпромбанк — ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски». М., 13.12.2011.
18. **Копытин И.** Риски цены нефти / И. Копытин // Научно практическая конференция Газпромбанк — ИМЭМО РАН «Нефть как особый класс активов — современные тенденции и риски». М., 13.12.2011.
19. **Конопляник А.** Однополярный нефтяной мир — реальная перспектива / А. Конопляник // Экономическая политика: экспертный канал, 5 сентября 2013. URL: <http://ecpol.ru/2012-04-05-13-45-47/2012-04-05-13-46-05/1016-odnopolarnyj-neftyanoj-mir-realnaya-perspektiva.html> (дата обращения 23.04.2018).
20. **Конопляник А.** Эволюция рынков нефти и газа: закономерности движения от рынков физической к рынкам бумажной энергии / А. Конопляник // Седьмые Мелентьевские чтения: сб. науч. тр. / Под ред. А.А.Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2013. С. 163—178.
21. **Yergin Daniel.** The Prize. The Epic Quest for Oil, Money & Power / Daniel Yergin // Free Press. New York/London/ Toronto/Sydney. 1991.
22. **Ергин Дэниел.** Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Дэниел Ергин. М.: Альпина Паблишерз, 2013.
23. **Nomi Prins.** All the President's Bankers. The Hidden Alliances That Drive American Power. Nation Books. Perseus Books Group. New York, 2014.
24. **Конопляник А.** Эволюция контрактной структуры на мировом рынке нефти. Пределы колебаний нефтяных цен / А. Конопляник // Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз / В.В. Бушуев, А.А. Конопляник, Я.М. Миркин и др. М.: ИД «Энергия», 2013. С. 80—190, 230—273.

25. **Жуков С.** США: финансовые рынки и развитие сектора неконвенциональной нефти / С. Жуков, С. Золина // *Мировая экономика и международные отношения*. 2016. Т. 60. № 11. С. 14—24.
26. **Влияние** антироссийских санкций на освоение нефтегазового потенциала российского арктического шельфа — и развилки энергетической политики России / А. Конопляник, В. Бузовский, Ю. Попова, Н. Трошина. М.: Восток Капитал, 2015.
27. **Конопляник А.** «Ножницы Кудрина», «серп Силуанова», что дальше? / А. Конопляник // *Нефть России*. 2015. № 10. С. 18—24 (ч. 1); № 11—12. С. 10—15 (ч. 2).
28. **Конопляник А.** К повестке дня Президентской комиссии по ТЭК / А. Конопляник // *Нефтегазовая вертикаль*. 2015. № 20. С. 52—55.

2.2. МУЛЬТИАГЕНТНЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ВЛИЯНИЯ МИРОВЫХ ЦЕН ТОПЛИВА НА СРЕДНЕСРОЧНОЕ РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

*В.А. Малахов, кандидат экономических наук; Т.Г. Дубынина; К.В. Несытных;
ИНЭИ РАН, Москва*

Практически все разработанные в мире за последние 70 лет межотраслевые экономико-математические модели ориентированы на описание и исследование монотонно развивающейся экономики. Однако развитие экономики (как экономики мира, так и экономики отдельных стран) носит ярко выраженный немонотонный характер, за последние 10 лет в нашей стране и в мире случилось два экономических кризиса. Традиционные методические подходы к межотраслевому прогнозированию (или формированию прогнозных сценариев) развития экономики, основанные на использовании эконометрических и оптимизационных моделей, не способны справиться не только с прогнозированием, но и с описанием (верификацией) экономических кризисов.

Для формирования среднесрочных прогнозов развития российской экономики при резких изменениях ключевых внешних и внутренних факторов её развития в ИНЭИ РАН разработана модель MEMMAS (MacroEconomic Model of Multi-Agent Simulation), в которой сделана попытка совместить концепцию поведенческого многоагентного моделирования с методикой межотраслевого баланса. В качестве ключевых факторов развития экономики в модели рассматриваются:

- экспортные цены на вывозимые из страны продукты;
- объёмы спроса на отечественную продукцию за рубежом (объёмы экспорта);
- ставки и сроки валютных и рублёвых займов отдельно для каждого моделируемого субъекта экономики;
- ставки основных налогов и таможенных пошлин;
- ограничения на импорт продукции, связанные с санкциями или введением продуктового эмбарго.

Прогнозные динамики расчетных показателей модели MEMMAS формируются на основе последовательности взаимосвязанных годовых расчётов. В рамках каждого годового расчёта перечисленные ключевые показатели (факторы развития экономики) являются экзогенными параметрами модели. Для каждого расчётного года структурной основой модели являются балансы производства и распределения 33 продуктов (т.е. материальные балансы продуктов) и финансовые

балансы 27 производственных отраслей (экономические агенты модели). Помимо отраслей в качестве экономических агентов в модели выступают совокупность госучреждений и домашние хозяйства. Госучреждения оказывают нерыночные услуги и осуществляют капиталовложения. Домашние хозяйства принимают решения относительно объёмов конечного потребления продуктов, а также осуществляют капиталовложения и участвуют в производстве некоторых видов продуктов.

Все составляющие продуктовых балансов представлены в основных ценах отечественных производителей на внутреннем рынке начального базового года (отчётного года, по которому опубликована полная информация Росстата). В отличие от продуктовых балансов все виды финансовых балансов в модели представлены в текущих ценах (в миллиардах рублей прогнозных лет). Финансовый баланс каждого производственного агента (отрасли) обеспечивается выполнением условия сбалансированности расходов и доходов от его операционной, инвестиционной и финансовой деятельности. В модели это условие определяется показателями укрупнённого отчета о движении денежных средств каждой отрасли. При этом чистая прибыль (убыток) отрасли формируется на основе укрупнённого отчёта о прибылях и убытках.

Кроме продуктовых балансов и финансовых балансов отраслей в модели в явном виде представлены:

- баланс совокупной добавленной стоимости в экономике: счёт производства ВВП и его использование (как в сопоставимых, так и в текущих ценах);
- баланс доходов и расходов совокупности домашних хозяйств (как в сопоставимых, так и в текущих ценах);
- консолидированный государственный бюджет страны: баланс доходов и расходов совокупности госучреждений (как в сопоставимых, так и в текущих ценах);
- укрупнённый платежный баланс страны (в текущих ценах);
- баланс инвестиционных (включая кредитные) средств экономики (в текущих ценах).

Помимо показателей, необходимых для определения составляющих всех указанных балансовых соотношений, в модели рассчитываются все взаимосвязанные макроэкономические показатели системы национальных счетов.

При резких изменениях указанных выше факторов экономические процессы носят ярко выраженный нелинейный характер, поскольку в быстроменяющихся условиях субъекты экономики способны скачкообразно менять управляемые параметры своего развития и тем самым кардинально изменять свое поведение. Поэтому в модели MEMMAS поведение субъектов экономики математически описыва-

ется дискретно-непрерывными процессами (разрывными функциями верхнего уровня над непрерывными функциями нижнего уровня) [1]. Поведенческие алгоритмы в модели можно разделить на три части:

1) формирование предложений модельными агентами относительно объёмов производства и потребления продуктов, отпускных цен на свою продукцию (у отраслей);

2) выбор объёмов капиталовложений отраслями на основе их ожиданий относительно динамики своего производства и финансового состояния;

3) алгоритм взаимодействия агентов и получения взаимосогласованных (равновесных) решений, представляющий собой итерационную процедуру пересмотра агентских предложений относительно объёмов производства и потребления продуктов в рамках согласования межотраслевого баланса.

Поскольку в модели MEMMAS агентами являются производственные отрасли, то в ней не моделируется внутриотраслевая конкуренция. При этом в модели поведенческие алгоритмы, описывающие производственную и ценовую политику отраслей-товаропроизводителей, отличаются от соответствующих алгоритмов, предусмотренных для отраслей, оказывающих услуги. Поведение агентов-товаропроизводителей определяется только конкуренцией с импортом (иностранными производителями) аналогичных товаров на внутреннем рынке, т.е. модельные агенты при принятии решений относительно своего производства и отпускных цен на товары ориентируются на динамику стоимости и возможных объёмов соответствующего импорта. В результате в модели определяющую роль для конкурентоспособности отечественных товаропроизводителей на внутреннем рынке играют изменения валютного курса и объёмов конечного потребления соответствующих товаров при возмущениях ключевых факторов развития экономики.

В отличие от внутренних товарных рынков на внутреннем рынке услуг практически отсутствует конкуренция между отечественными и зарубежными производителями. Поэтому, согласно поведенческим алгоритмам модели, отрасли сферы услуг не ориентируются на динамику импорта соответствующего вида услуг, они принимают свои производственные и ценовые решения только в ответ на изменение спроса на свою продукцию со стороны различных субъектов российской экономики (отраслей, населения и госучреждений).

Каждый годовой расчёт на модели MEMMAS представляет собой итерационный процесс, основанный на методе сжимающих отображений [2], который позволяет получать решения на основе взаимного согласования показателей развития модельных агентов в соответствии с изменениями валютного курса, конечного спроса (потребления) домашних хозяйств (рис. 2.12). В расчётах по каждому t -му про-

гнозному году число итераций может быть неограниченным, поскольку итерационный процесс продолжается до тех пор, пока не будет получено упомянутое выше согласованное решение.

Для каждого t -го прогнозного года на вход первой итерации объемам конечного потребления всех продуктов (FC_i^t) присваиваются

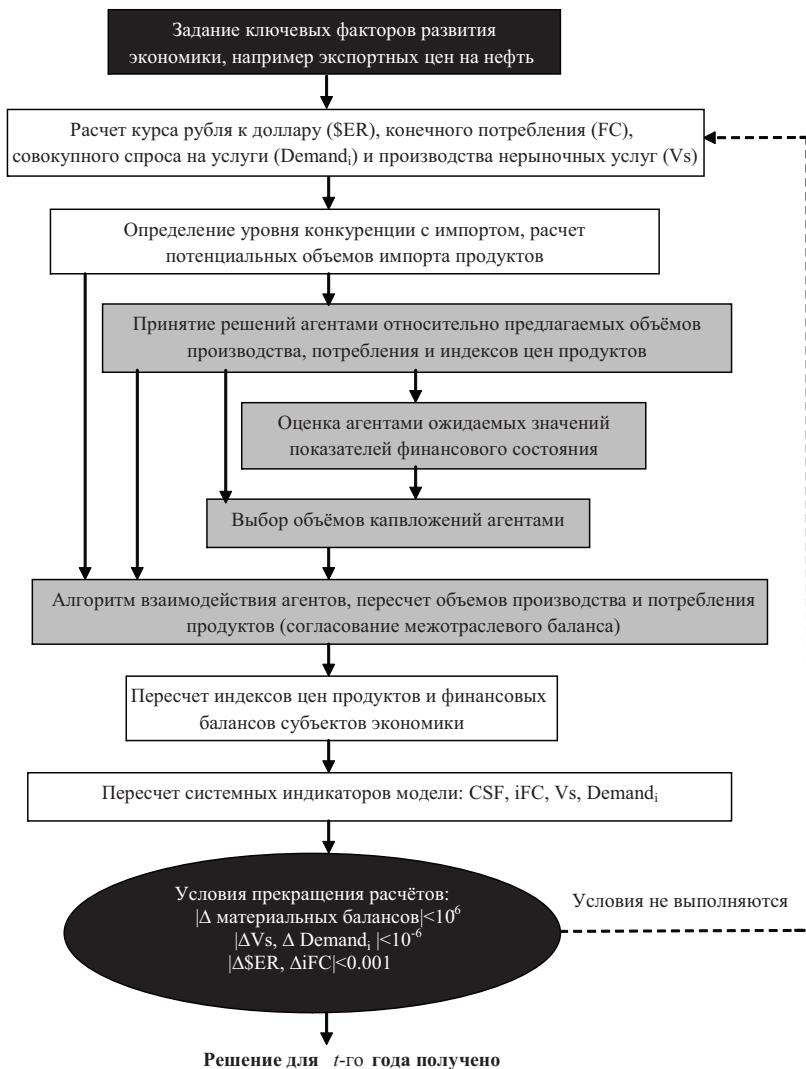


Рис. 2.12. Итерационная схема получения согласованного решения для каждого (t -го) расчетного года

значения, полученные для $(t - 1)$ -го года. В начале последующих итераций объёмы конечного потребления всех продуктов, полученные для $(t - 1)$ -го года, в модели умножаются на индекс iFC, который зависит от индекса реальных располагаемых доходов населения, т.е. от индекса дефлированной разницы между доходами и обязательными платежами населения. Индекс iFC является системным индикатором модели, который вычисляется в конце каждой итерации и подаётся в качестве параметра на вход следующей итерации.

В каждой итерации в рамках расчётов для t -го года при изменении любого экзогенного параметра динамика среднегодового курса рубля к доллару (\$ER) определяется в модели динамикой коэффициента валютного масштаба (CSF — Currency Scale Factor):

$$\frac{CSF^t}{CSF^{t-1}} = CDR^t \frac{\$ER^t}{\$ER^{t-1}}.$$

Коэффициент валютного масштаба (CSF) является ещё одним системным индикатором модели, который меняется в расчётах в конце каждой итерации и подаётся в качестве параметра на вход следующей итерации. Он представляет собой отношение совокупной потребности в рублях в t -м году к суммарному годовому объёму поступлений долларов в страну. Совокупная потребность в рублях включает в себя суммарные рублёвые средства от продажи в стране (суммарные затраты на капвложения, промежуточное и конечное потребления товаров и услуг в стране) плюс рублёвые средства, необходимые для обслуживания ранее привлечённых иностранных займов и инвестиций, а также рублёвую массу, направляемую на покупку иностранных активов (в том числе покупку валюты). Поступления валюты в страну складываются из суммарной выручки от экспорта товаров и услуг (включая таможенные пошлины), иностранных займов и кредитов, а также доходов резидентов от зарубежных активов.

Коэффициент CDR является экзогенным параметром модели, который мы назвали темпом относительной девальвации валют (CDR — Currency Devaluation Rate). CDR может служить индикатором политики Банка России в отношении изменений валютного курса в стране. В ретроспективные годы для российской экономики он принимал значения от 0,95 до 1,2 (табл. 2.1).

На каждой итерации после изменения курса рубля по отношению к доллару меняется конкурентоспособность импорта продуктов на внутреннем рынке, поскольку меняется рублёвая стоимость каждой импортной продукции. Следовательно, появляется потенциал изменения спроса на импорт каждого рассматриваемого в модели продукта, для определения которого вводится понятие масштаба

Таблица 2.1. CDR — темп относительной девальвации национальной валюты (рубля)

Показатель	Годы										
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CSF: руб/долл. индекс	111,7	105,6	94,9	112,5	167,4	157,1	150,8	159,3	172,6	209,5	321,4
	—	0,95	0,90	1,19	1,49	0,94	0,96	1,06	1,08	1,21	1,53
Курс доллара (КД): руб/долл. индекс	28,28	27,18	25,57	24,81	31,68	30,36	29,35	31,07	31,82	37,97	60,66
	—	0,96	0,94	0,97	1,28	0,96	0,97	1,06	1,02	1,19	1,60
CDR (индекс)	—	0,98	0,96	1,22	1,17	0,98	0,99	1,00	1,06	1,02	0,96

импорта. Масштаб импорта продукта (IS) представляет собой отношение суммарного объёма его импорта, пересчитанного в рублях по текущему валютному курсу, к суммарным продажам аналогичного отечественного продукта на внутреннем рынке:

$$IS_i^t = (Im_i^t / P_i^{t0} PS_i^t \$ER^t) / (PI_i^t (V_i^t - E_i^t - \Delta S_i^t)),$$

где PS_i^t — цена импортного i -го продукта (в долларах США) в t -м году — экзогенный параметр модели; PI_i^t — индекс роста цены i -го отечественного продукта в t -м году относительно t_0 -го базового года; V_i^t — выпуск i -го продукта в t -м году, рассчитанный во внутренних ценах t_0 -го базового года (ВЦБ); E_i^t — экспорт i -го продукта во ВЦБ в t -м году — экзогенный параметр; ΔS_i^t — прирост (извлечение) запасов i -го продукта во ВЦБ в t -м году.

При определении потенциала изменения спроса на импорт продукта (ΔIm_i^t) принимается гипотеза о стремлении внутреннего рынка сохранить значение масштаба импорта продукта на ранее достигнутом уровне. Эта гипотеза схожа с подходом Д.Рикардо, предполагающим определение наиболее рационального распределения торговых потоков с учётом имеющихся сравнительных преимуществ [3]. Однако, в отличие от этого подхода, гипотеза не исходит из принципа консервации структуры торговли, поскольку любые драматические изменения в экономике сопровождаются качественными изменениями в структуре производства. Речь лишь идёт об определении *потенциала изменения* торговли импортных продуктов на рынке, а не о самих объёмах этой торговли. Таким образом, при изменении курса доллара потенциальное изменение спроса на импорт продукта определяется в модели по формуле

$$\Delta Im_i^t = (IS_i^{t-1} PI_i^{t-1} P_i^{t0} (V_i^{t-1} - E_i^t - \Delta S_i^{t-1})) / (PS_i^t \$ER^t) - Im_i^{t-1}.$$

В результате формируется предлагаемый объём импорта продукта: $pIm_i^t = Im_i^{t-1} + \Delta Im_i^t$

Согласно поведенческим алгоритмам модели MEMMAS выявленное изменение импорта каждого товара (ΔIm_i) может быть компенсировано изменением объёмов продаж аналогичного отечественного товара на внутреннем рынке. Увеличение спроса на импорт i -го товара ($\Delta Im_i > 0$) компенсируется в модели снижением производства (и соответственно продаж) аналогичной отечественной продукции ($\Delta V_i < 0$). При этом падение выпуска продукции ограничено снизу —

нижняя граница выпуска каждого товара (V_i^t) вводится в модели экзогенно, как доля от его базового [полученного для $(t - 1)$ -го года] объёма производства. Если выпуск товара достигает нижней границы, то возрастание спроса на импорт товара может частично компенсироваться отложением запасов готовой непроданной отечественной продукции ($\Delta S_i > 0$). Вместимость склада для каждого товара также ограничена экзогенной долей от его базового [полученного для $(t - 1)$ -го года] объёма производства.

При снижении спроса на импорт товара ($\Delta Im_i < 0$) сначала распродаются имеющиеся запасы готовой отечественной продукции ($\Delta S_i < 0$), и только при исчерпании запасов готовой продукции остаток нехватки импорта компенсируется ростом выпуска товара в стране ($\Delta V_i > 0$). Таким образом, на каждой итерации определяется предлагаемый объём производства каждого модельного товара во внутренних ценах базового года:

$$pV_i^t = V_i^{t-1} + \Delta V_i^t.$$

Необходимо отметить, что объём выпуска каждого товара ограничен сверху имеющимися мощностями по его производству (M_i^t).

В модели, чем меньше возможность по изменению выпуска отечественного товара для компенсации изменения спроса на аналогичную импортную продукцию (например, из-за нехватки производственных мощностей), тем значительнее меняется его цена спроса, т.е. возникает инфляция спроса (dPI_i^t):

$$dPI_i^t = ((Im_i^{t-1} + \Delta Im_i^t) / P_i^{t0} P_i^t \$ER^t) / (IS_i^{t-1} (pV_i^t - E_i^t - \Delta S_i^t)).$$

Изменение цены спроса товара на внутреннем рынке сопровождается в модели изменением объёмов его конечного потребления (во внутренних ценах базового года) со стороны населения (ΔFC_i):

$$\Delta FC_i^t = \Delta Im_i^t + \Delta V_i^t - \Delta S_i^t.$$

При этом если $\Delta Im_i > 0$, то $\Delta V_i \leq 0$ и $\Delta S_i \geq 0$, а если $\Delta Im_i < 0$, то $\Delta V_i \geq 0$ и $\Delta S_i \leq 0$.

Таким образом, на каждой итерации формируется предлагаемый объём конечного потребления товара населением: $pFC_i^t = iFC^t FC_i^{t-1} + \Delta FC_i^t$; причем на начальной (первой) итерации $iFC^t = 1$.

Матрица удельного промежуточного потребления продуктов субъектами экономики является экзогенным параметром модели, в расчётах она не меняется на всём отрезке прогнозирования. Эта

матрица позволяет рассчитать предлагаемые объёмы промежуточного потребления каждого продукта в каждом моделируемом субъекте экономики в зависимости от предлагаемого объёма его производства.

Каждый модельный агент устанавливает отпускную цену на свою продукцию на основе сравнения индекса цены спроса на неё (dPI_i^t) и индекса роста затрат на её производство (ePI_i^t):

$$ИЦ_i^t = \left\{ \begin{array}{l} \max(dPI_i^t; ePI_i^t), \text{ если } PI_i^{t-1} > \min(dPI_i^t; ePI_i^t); \\ \min(dPI_i^t; ePI_i^t), \text{ если } PI_i^{t-1} \leq \min(dPI_i^t; ePI_i^t). \end{array} \right\}$$

При этом индекс роста затрат на производство i -й продукции в j -й отрасли (ePI_i^t) является функцией от индексов цен спроса всех продуктов, потребляемых в этой отрасли.

На каждой итерации после формирования предлагаемых объёмов производства и отпускных цен модельными агентами начинает действовать вторая группа поведенческих алгоритмов, которая позволяет каждой j -й отрасли выбрать объём капвложений. Выбор объёмов капвложений отраслью производится на основе её ожиданий относительно динамики продаж своей продукции и ожидаемого объёма располагаемых свободных финансовых ресурсов ($pFFR_j$) в сопоставимых ценах (в ценах базового года). Согласно алгоритму годовой объём капвложений отрасли во внутренних ценах базового года ($CapEx_j^t$) представляется в следующем виде:

$$CapEx_j^t = \max(CapEx_j^{t-1} + \Delta CapEx_j^t; 0),$$

где $\Delta CapEx_j^t$ может определяться одним из трёх показателей:

$$\left. \begin{array}{l} A1_j^t = \frac{(pFFR_j^t - FFR_j^{t-1})}{|FFR_j^{t-1}|} CapEx_j^{t-1}; \\ A2_j^t = \frac{(pV_j^t - pV_j^{t-1})}{|V_j^{t-1}|} CapEx_j^{t-1}; \\ A3_j^t = pFFR_j^t - FFR_j^{t-1}, \end{array} \right\}$$

здесь V_j^{t-1} — выпуск продукции j -й отрасли, полученный в расчётах по $(t-1)$ -му году; FFR_j^{t-1} — свободные финансовые ресурсы j -й отрасли в $(t-1)$ -м году в сопоставимых ценах.

Введем множество индексов $S = \{1, 2, 3\}$ и два подмножества $S_j^+ = \{s \in S | As_j^t > 0\}$, $S_j^- = \{s \in S | As_j^t < 0\}$. Тогда годовое приращение капвложений отрасли ($\Delta CapEx_j^t$) определяется согласно следующему алгоритму:

$$\Delta CapEx_j^t = \begin{cases} \min(As_j^t | s \in S_j^+), & \text{если } S_j = \emptyset \text{ и } S_j^- \neq \emptyset; \\ 0, & \text{если } S_j = \emptyset \text{ и } S_j^+ = \emptyset; \\ \max(As_j^t | s \in S_j^-), & \text{если } S_j = \emptyset \text{ и } S_j^- \neq \emptyset. \end{cases}$$

В модели домашние хозяйства (ДХ) и госучреждения (ГУ) также осуществляют капвложения. Объёмы капвложений ДХ в модели поставлены в зависимость от прироста реальных сбережений населения в сопоставимых ценах, т.е. от разницы между доходами и текущими расходами населения. Динамика капвложений ГУ поставлена в прямую зависимость от индекса роста выпуска нерыночных услуг в экономике. Выпуск нерыночных услуг (V_s) зависит в модели от динамики доходов консолидированного бюджета страны в сопоставимых ценах и является ещё одним системным индикатором модели — он вычисляется в конце каждой итерации и используется в качестве параметра в расчётах на следующей итерации.

Продуктовую структуру капитальных затрат субъектов экономики позволяет рассчитать соответствующая матрица, являющаяся экзогенным параметром модели, элементы которой на всём горизонте прогнозирования остаются неизменными.

В результате действия описанных поведенческих алгоритмов для каждого продукта определяются предварительные значения всех составляющих баланса его производства и использования во внутренних ценах базового года. Для взаимного согласования полученных решений агентов в рамках каждой расчётной итерации используется алгоритм, представляющий собой процедуру пересмотра принятых агентских решений относительно объёмов производства и потребления продуктов с учетом требования сбалансированности всех материальных балансов. При этом выпуски, конечное потребление и импорт продуктов представляются в следующем виде:

$$V_i^t = pV_i^t + \delta V_i^t;$$

$$FC_i^t = pFC_i^t + \delta FC_i^t;$$

$$Im_i^t = pIm_i^t + \delta Im_i^t,$$

где δV_i^t , δFC_i^t , δIm_i^t — искомые переменные модели, сумма значений которых на каждой итерации равна разнице (невязке) (δ_i^t) между приходной и расходной частями материального баланса i -го продукта:

$$\delta V_i^t - \delta FC_i^t + \delta Im_i^t = \delta_i^t.$$

При этом процедура уменьшения невязки материального баланса каждого i -го продукта построена на приоритетности определения значений этих переменных:

$$\left. \begin{aligned} \delta Im_i^t &= 0, \text{ если } \underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq M_i^t \text{ и } \underline{FC}_i^t \leq FC_i^t \leq \overline{FC}_i^t; \\ \delta FC_i^t &= 0, \text{ если } \underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq M_i^t. \end{aligned} \right\}$$

Описанный алгоритм упорядоченного определения переменных модели используется на всех итерациях в рамках расчётов по каждому прогнозируемому t -му году, причем на каждой итерации значения для указанных переменных присваиваются один раз.

После перерасчёта выпусков, конечного потребления и импорта продуктов каждый модельный агент осуществляет перерасчёт индексов отпускных цен на производимую им продукцию. Затем выполняется перерасчёт показателей финансового состояния всех субъектов экономики (см. рис. 2.12), в том числе показателей, непосредственно влияющих на системные индикаторы модели: коэффициента валютного масштаба (CSF), индексов изменения конечного потребления населения (iFC), объёма производства нерыночных услуг (V_s) и объёма совокупного спроса на услуги (Demand_s).

Каждая итерация заканчивается проверкой условий прекращения расчётов. Для любого прогнозируемого t -го года итерационный процесс расчётов заканчивается, если одновременно выполняются следующие условия:

- каждая из невязок материальных продуктовых балансов, полученных на последней итерации, не превышает по модулю 10^{-6} ;
- изменение расчётных значений курса доллара между итерациями составляет по модулю не более 10^{-3} ;
- разница в значениях индекса конечного потребления населения (iFC), полученных на соседних итерациях, не превышает по модулю 10^{-3} ;

- разница в значениях объёма производства нерыночных услуг в экономике (V_s), полученных на соседних итерациях, равняется по модулю не более 10^{-6} ;
- разница в значениях совокупного спроса на каждую услугу ($Demand_i$), полученных на соседних итерациях, не превышает по модулю 10^{-6} .

Найденное для t -го года решение служит базой для расчётов по следующему ($t + 1$)-му прогнозируемому году. Для этого модель MEMMAS содержит аналитические связи между накопленными результатами расчетов для предыдущих лет и исходными данными для расчетов следующего года. В результате обеспечивается согласованность модельных решений, полученных для соседних годовых интервалов.

В августе 2016 г. в ИНЭИ РАН были проведены прогнозные расчёты на модели MEMMAS по 2016 г. (табл. 2.2). В этих расчетах среднегодовая цена нефти Urals принималась равной 42 долл/барр.

В расчетах по 2017 г. исследовалось влияние только одного ключевого фактора на развитие экономики нашей страны — мировой цены нефти (нефти Urals), значения всех остальных факторов разви-

Таблица 2.2. Результаты расчётов на модели MEMMAS для 2016 г.

Показатель	Отчетные данные*	Расчетные значения
Мировая цена нефти Urals, долл/барр.	41,7	42,0
ВВП, % реального роста	-0,2	-0,2
Инвестиции в основной капитал, % реального роста	-1,8	-1,8
Потребление товаров и услуг ДХ, % реального роста	-4,5	-4,5
Импорт товаров и услуг, % реального роста	-3,8	-5,7
Реальные располагаемые доходы домашних хозяйств, % реального роста	-5,9	-4,1
Начисленная зарплата в экономике, % реального роста	0,6	0,6
Индекс потребительских цен	1,071	1,062
Индекс-дефлятор валового накопления	1,034	1,037
Валютный курс, руб. за 1 долл.США	66,90	66,92

* Данные Росстата по состоянию на апрель 2017 г. (www.gks.ru).

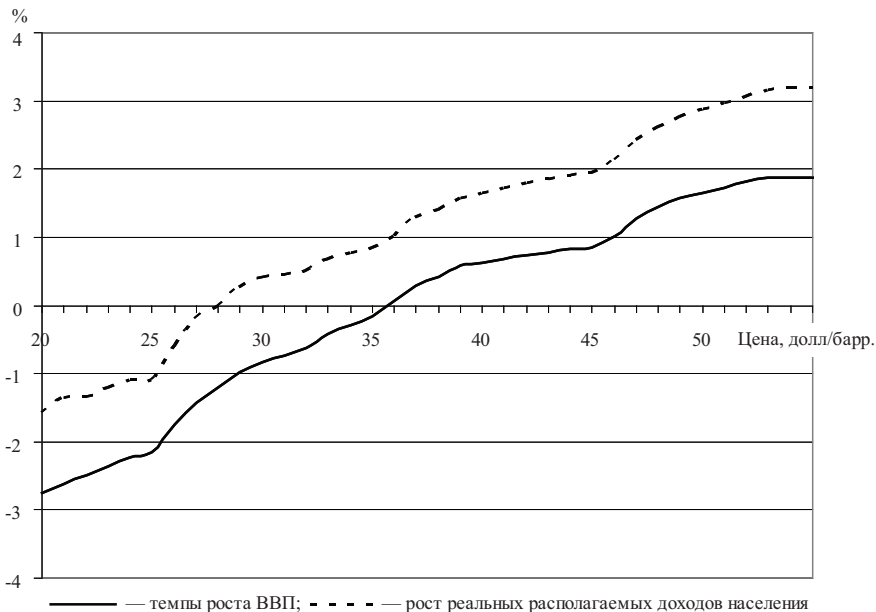


Рис. 2.13. Зависимости прогнозных темпов роста ВВП и реальных располагаемых доходов населения от мировой цены нефти в 2017 г.

тия экономики фиксировались на уровнях 2016 г. При этом рассматривались изменения цены нефти Urals в диапазоне 20—55 долл/барр. (с шагом в 1 долл/барр.).

Расчёты на модели показали, что темп роста ВВП в 2017 г. имеет положительные значения при цене нефти Urals более 36 долл/барр. (рис. 2.13), а реальные располагаемые доходы населения будут расти при цене нефти 29 долл/барр.

Рост цены на вывозимую из страны нефть стимулирует снижение валютного курса (по отношению к рублю) в стране и служит одним из главных факторов падения потребительской инфляции, что, в свою очередь, благоприятно сказывается на динамике реальных доходов населения. Рост доходов населения в модели обуславливает динамику его конечного потребления, которое в расчётах служит основным драйвером ВВП в 2017 г. Другим драйвером положительных темпов роста ВВП является выпуск нерыночных услуг госучреждениями. Этот выпуск меняется в расчётах пропорционально изменению реальных доходов консолидированного государственного бюджета РФ, которые увеличиваются при возрастании цены нефти Urals.

Список литературы

1. **Rasina I.V.** Iterative optimization algorithms for discrete-continuous processes / I.V. Rasina // Automation and Remote Control. 2012. Vol. 73. Is. 10. P. 1591—1603.
2. **Edwards R.E.** Functional analysis. Theory and Applications / R.E. Edwards. New York: Dover Publications Inc., 1995. P. 149—173.
3. **Hausmann R.** The Structure of the Product Space the Evolution of Comparative Advantage / R. Hausmann, B. Klinger // CID Working Paper. 2007. № 146.

2.3. МЕТОДОЛОГИЯ, МОДЕЛИ И ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНТЕГРАЦИИ

*С.В. Подковальников, кандидат технических наук; И.Л. Трофимов;
О.В. Хамисов, доктор физико-математических наук; Л.Ю. Чудинова,
кандидат технических наук; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск*

Глобальная электроэнергетическая интеграция. Под электроэнергетической интеграцией понимается соединение для параллельной или совместной работы национальных электроэнергетических систем (ЭЭС) синхронными и/или несинхронными электрическими связями с реализацией системных эффектов и обменах электроэнергией и мощностью между этими ЭЭС.

Интеграции ЭЭС с формированием межгосударственных электрических связей (МГЭС) и объединений (МГЭО) является глобальной тенденцией, имеющей более чем вековую историю. Она охватывает различные страны, находящиеся на самых разных ступенях социально-экономического развития, включая богатые страны Европы и Северной Америки и очень бедные страны Центральной Америки и Западной Африки. Данная тенденция обусловлена достигаемыми эффектами, в том числе снижением потребности в установленных генерирующих мощностях, улучшением режимов работы электростанций и снижением топливных издержек, повышением надежности объединяемых ЭЭС и др.

Первые межгосударственные электрические связи появились в 1906 г. в Европе между Швейцарией, Францией и Италией [1]. Также в начале XX в. начинают создаваться первые МГЭС в Северной Америке. В настоящее время сформированы, формируются и исследуются перспективы развития МГЭС и МГЭО в различных регионах мира [2]. На рис. 2.14 представлены основные МГЭО, функционирующие в настоящее время и ожидаемые в перспективе.

Наиболее развитые межгосударственные энергообъединения созданы в Европе и Северной Америке. Существуют МГЭО в Южной Америке, отдельных регионах Африки, Южной и Юго-Восточной Азии. На постсоветском пространстве, где в свое время был создан мощный интегрированный электроэнергетический комплекс, с начала 90-х годов XX в. идут процессы электроэнергетиче-

ской дезинтеграции. В рамках формирования общего рынка в интеграционных проектах Таможенного и Евразийского экономического союзов данная дезинтеграционная тенденция, как можно ожидать, наконец-то сменится на интеграционную, что соответствует глобальному тренду.

Интеграционные процессы продолжаются в электроэнергетике Центральной Африки, Юго-Восточной Азии. Ведутся активные исследования перспектив формирования МГЭО в Северо-Восточной Азии (СВА) и других регионах.

Инструментарий для исследования. Для выполнения исследований эффективности электроэнергетической интеграции в ИСЭМ СО РАН были разработаны информационно-вычислительная система (ИВС) (рис.2.15) и соответствующая методология.

Объектно-ориентированная база данных (ООБД), являющаяся составной частью ИВС, содержит разнообразную технико-экономическую, электроэнергетическую информацию, необходимую для проведения исследований. Для представления информации используются совмещенные фрагменты ГИС карт с основными составляющими электроэнергетической инфраструктуры стран СВА. Информация представлена в ретроспективе с 80-х годов XX в. по настоящее время, а также с учетом ожидаемых среднесрочной и долгосрочной перспектив. С применением графического и картографического представления данных разработан пользовательский интерфейс для ввода (вывода) их в (из) ООБД. Информация для ООБД получена путем обработки данных различных международных и национальных организаций, таких как International Energy Agency (IEA), British Petroleum (BP), Росстат, Евростат, StatsAmerica и др.

Основой ИВС является модель развития и режимов работы электроэнергетических систем ОРИРЭС (оптимизации развития и режимов электроэнергетической системы) [2], позволяющая выполнять комплексные оптимизационные исследования различных сценариев формирования МГЭС и МГЭО.

Модель ОРИРЭС представляет собой линейную, многоузловую модель большой размерности. В каждом узле задаются генерирующие мощности и (или) потребители, а множество электрических связей соединяют эти узлы. Генерирующие мощности представлены в модели несколькими типами электростанций — гидравлическими, гидроаккумулирующими, атомными, тепловыми конденсационными, тепловыми теплофикационными и др. Предусматриваются ввод новых генерирующих мощностей, как и строительство новых линий электропередачи в зависимости от заданного спроса. Учитываются особенности функционирования различных типов электро-

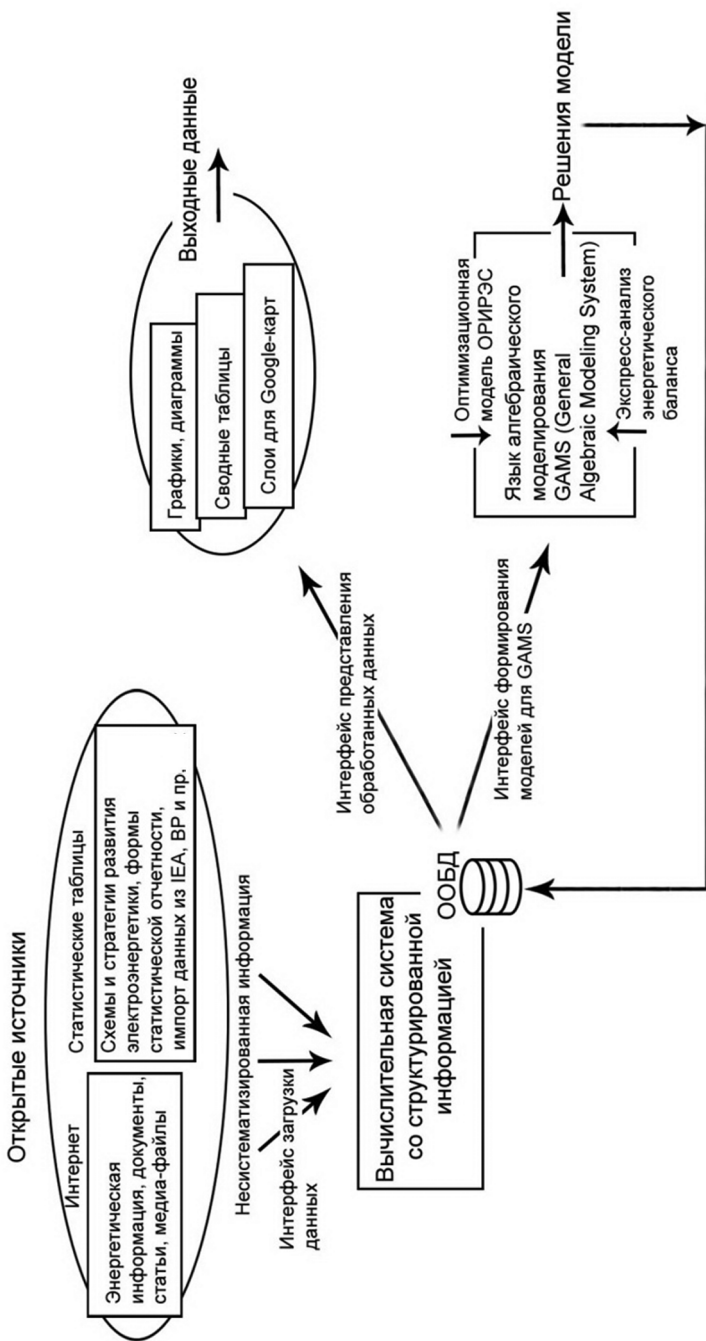


Рис. 2.15. Функциональная схема информационно-вычислительной системы

станций. Спрос разделяется по сезонам. В каждом сезоне выделяются типовые графики нагрузки рабочего и выходного дней, которые, в свою очередь, разбиваются на часовые интервалы. Как показывает опыт, такое детальное задание спроса позволяет более точно определить структуру вводимых генерирующих мощностей, режимы их работы и расход топлива. В модели оптимизируется развитие мощностей и линий электропередачи в течение расчетного периода (с настоящего времени и до принятого расчетного года, например, 2035 г.) с учетом функционирования всей системы в расчетном году. При этом учитываются балансовые и режимно-технологические ограничения ЭЭС. Целевой функцией модели являются приведенные к годовой размерности затраты на развитие ЭЭС в течение расчетного периода и функционирование в расчетном году.

Общая методология исследований. В исследованиях электроэнергетической интеграции можно выделить классы задач системного и объектного иерархических уровней. В задачах системного уровня предполагается рассмотрение всего МГЭО, а в задачах объектного уровня — отдельных объектов (генерирующих либо сетевых), формирующих это объединение. Несмотря на различие указанных классов задач, при их решении используется общая методология с применением модели ОРПЭС (и ИВС в целом). Методология состоит в том, что выполняются расчеты на указанной модели для двух сценариев. В одном сценарии отсутствуют интеграционные мероприятия (межгосударственные электрические связи, экспортные генерирующие объекты), т.е. национальные ЭЭС работают изолированно друг от друга, а в другом они есть (национальные ЭЭС соединены МГЭС, могут присутствовать экспортные электростанции).

Если затраты во втором сценарии $Z_{\text{совм}}$ (оптимальное значение целевой функции модели ОРПЭС) ниже, чем в первом $Z_{\text{разд}}$ (суммы оптимальных значений целевых функций для каждой национальной ЭЭС), то МГЭО является эффективным, в противном случае — нет. Экономический эффект энергообъединения определяется как разность затрат для первого и второго сценариев:

$$Z_{\text{разд}} - Z_{\text{совм}} = \pm \Delta_{\text{рез}}. \quad (2.1)$$

Очевидно, если энергообъединение эффективно, то эффект будет положительным ($+\Delta_{\text{рез}}$), если нет, то отрицательным ($-\Delta_{\text{рез}}$).

Представленный в выражении (2.1) экономический эффект является интегральным. Он включает в себя различные системные эффекты, получаемые за счет формирования МГЭО. Прежде всего

это мощностной $\mathcal{E}_{\text{мощн}}$ и топливный $\mathcal{E}_{\text{топл}}$ эффекты, рассчитываемые на модели ОРИРЭС.

Помимо указанных эффектов (выраженных в экономическом эквиваленте) в интегральный эффект также входят затраты на создание МГЭС $\mathcal{Z}_{\text{МГЭС}}$, снижающие этот эффект:

$$\mathcal{E}_{\text{рез}} = \pm \mathcal{E}_{\text{мощн}} \pm \mathcal{E}_{\text{топл}} - \mathcal{Z}_{\text{МГЭС}}. \quad (2.2)$$

В данном выражении представлен положительный результирующий системный эффект создания МГЭО, поскольку если этот эффект отрицателен, то дальнейшие исследования не имеют смысла.

Для того чтобы заинтересовать каждую страну в участии в МГЭО, помимо общего положительного системного эффекта $\mathcal{E}_{\text{рез}}$ необходимо найти эффекты для отдельных, входящих в объединение стран $\mathcal{E}_{\text{рез},j}$, $\overline{1, \dots, J}$, где j — индекс страны (узла); J — число стран (узлов). Это очень важно, поскольку если хотя бы один из участников МГЭО не будет иметь положительного эффекта, то такое энергообъединение не состоится (или может состояться в ограниченном составе).

Полученные в ходе расчетов на модели ОРИРЭС результаты позволяют определить не только общий системный эффект, но и эффекты по отдельным странам-участникам. Так, сравнение объемов и структуры генерирующих мощностей для отдельной страны при изолированной работе её ЭЭС и в рамках МГЭО позволяет получить мощностной эффект, возникающий в данной ЭЭС при её присоединении к энергообъединению. Он определяется как разность между мощностями (в мощностном выражении) или затратами на ее развитие и эксплуатацию без учета топливной составляющей (если речь идет об экономическом эквиваленте мощностного эффекта) при изолированной и совместной работе ЭЭС. Аналогично определяется и топливный эффект, когда сравниваются затраты на топливо для электростанций при изолированной и совместной работе ЭЭС.

Как отмечалось выше, для некоторых стран мощностной и топливный эффекты могут быть положительными, а для других — отрицательными. Это означает, что в первом случае при объединении ЭЭС экономятся мощности и топливо, а во втором — наоборот, вводятся дополнительные генерирующие мощности и расходуется дополнительное топливо на электростанциях. Экономия мощностей происходит из-за того, что страна импортирует более дешевую электроэнергию, а дополнительные вводы обусловлены развитием экспортных электростанций. Таким образом, в первом случае необходимо дополнительно учесть затраты на импорт электроэнергии некоторой страной $\mathcal{Z}_{и,j}$, $\overline{1, \dots, J}$, а во втором — доходы от экспорта электроэнер-

гии $D_{\ominus j}, \overline{1, \dots, J}$. Затраты на импорт и доходы от экспорта определяются с учётом цен и объемов торговли:

$$Z_{и j} = \sum_{y=1}^T \sum_{t=1}^T \tau_y \mathcal{E}_{jty}^{imp} p_{jty}, \quad j = \overline{1, \dots, J}; \quad (2.3)$$

$$D_{\ominus j} = \sum_{y=1}^T \sum_{t=1}^T \tau_y \mathcal{E}_{jty}^{exp} p_{jty}, \quad j = \overline{1, \dots, J}, \quad (2.4)$$

где \mathcal{E}_{jty}^{imp} — объем импорта узлом j в час t ($t = \overline{1, \dots, T}$, $T = 24$ ч), при этом различают рабочие и выходные сутки сезона y ($y = \overline{1, \dots, Y}$, $Y = 4$ сезона); \mathcal{E}_{jty}^{exp} — объем экспорта узлом j в час t сезона y ; p_{jty} — цена в узле j в час t сезона y ; τ_y — число дней в сезоне y .

Объемы экспорта (импорта) электроэнергии и цены на неё также определяются по результатам расчетов на модели ОРПЭС. В качестве цен приняты двойственные оценки модели, что соответствует общепринятой мировой практике [3]. Цена электроэнергии состоит из нескольких двойственных оценок, формирующихся по разным ограничениям модели:

$$p_{jty} = f_{jty} + c_{jty} + r_{jty} + g_{jty} + h_{jy}^{\GammaЭС} + h_{jy}^{\GammaАЭС}, \\ j = \overline{1, \dots, J}, t = \overline{1, \dots, T}, y = \overline{1, \dots, Y}. \quad (2.5)$$

Первый элемент (двойственная оценка) f_{jty} из приведенного выражения представляет собой топливную составляющую и формируется на основе ограничения модели ОРПЭС, характеризующего часовые балансы мощности в узле (стране) j . Второй элемент c_{jty} характеризует стоимость мощности и формируется при активизации ограничения на рабочую мощность. Третий элемент r_{jty} определяет стоимость резервной мощности и формируется по балансовому ограничению на установленные мощности. Четвертый элемент g_{jty} характеризует стоимость передачи энергии и формируется по ограничению на переток мощности. Пятый элемент $h_{jy}^{\GammaЭС}$ отражает ценность гидроэнергетических ресурсов и обусловлен активизацией интегрального ограничения на выработку энергии гидроэлектростанциями (ГЭС) для сезона. Для ГЭС с годичным ограничением на выработку электроэнергии данный элемент не имеет индекса « y » и обозначается как $h_j^{\GammaЭС}$. Последний элемент $h_{jy}^{\GammaАЭС}$ обусловлен активизацией интегрального ограничения на выработку энергии гидроаккумулирующими электростанциями (ГАЭС) и отражает ценность гидроэнерге-

тических ресурсов данного типа гидравлических станций. Два последних элемента не имеют часовых индексов t , поскольку формируются по интегральным (сезонным либо годовым, а также суточным) ограничениям на объем вырабатываемой электроэнергии.

Зная затраты на импорт и доходы от экспорта электроэнергии, можно определить торговый эффект для каждой страны:

$$\pm \mathcal{E}_{\text{торг } j} = \mathcal{D}_{\mathcal{E} j} - \mathcal{Z}_{\text{и } j}, \quad j = \overline{1, \dots, J}. \quad (2.6)$$

Таким образом, результирующий эффект для каждой страны ($j = \overline{1, \dots, J}$) от присоединения к МГЭО будет иметь вид

$$\mathcal{E}_{\text{рез } j} = \pm \mathcal{E}_{\text{мощн } j} \pm \mathcal{E}_{\text{топл } j} \pm \mathcal{E}_{\text{торг } j} - \mathcal{Z}_{\text{МГЭС } j}, \quad j = \overline{1, \dots, J}. \quad (2.7)$$

Как видно из выражения (2.7), при расчете эффекта для j -й страны необходимо знать ее долю в затратах в МГЭС $\mathcal{Z}_{\text{МГЭС } j}$, что требует распределения этих затрат между участвующими странами. Для этого может быть использован как практический подход, когда распределение затрат в МГЭС выполняется, например, пропорционально объемам импортируемой электроэнергии или в соответствии с существенными затратами на межгосударственные линии, вложенными на территории соответствующих стран, так и теоретический, когда такое распределение проводится с использованием методов кооперативных игр [4].

Исследование электроэнергетической интеграции в СВА.

С 90-х годов прошедшего столетия в России, Японии, Республике Корея (РК) и Китае проводятся исследования перспектив формирования МГЭО, оценки эффективности и выбора оптимальных вариантов МГЭС в СВА, показавшие высокую потенциальную эффективность ряда МГЭС в регионе [2, 5—8]. Эти исследования выполнялись для объектного иерархического уровня (см. выше) и ограничивались рассмотрением двух-, максимум трехсторонних МГЭС. В последнее время они продвинулись на системный иерархический уровень с охватом всего МГЭО СВА, однако было проведено лишь несколько исследований такого рода.

Среди них следует отметить проект формирования МГЭО на основе ресурсов ветровой и солнечной энергии монгольской части пустыни Гоби (проект «Гобитек») [9]. Исследователи Технологического университета Лаппеенранты (Финляндия) [10] провели более сложные оптимизационные исследования МГЭО СВА (хотя и без участия России) в предположении широкомасштабного вовлечения возобновляемых источников энергии в электроэнергетические балансы региона. Комплексная оценка эффективности формирования МГЭО в СВА была сделана Азиатско-тихоокеанским исследовательским энергетическим центром [11].

В ИСЭМ СО РАН совместно со Сколковским институтом науки и технологий с использованием изложенной выше методической и инструментальной базы были проведены исследования системной эффективности формирования МГЭО в Северо-Восточной Азии [12]. Эти исследования отличаются от указанных выше тем, что а) рассматриваются все страны региона СВА, б) во всех узлах расчетной схемы МГЭО СВА учитываются электрическая нагрузка потребителей и генерирующие мощности, в) определяются системные эффекты, возникающие в результате формирования МГЭО в СВА, г) системные эффекты распределяются между странами-участниками. Результаты данных исследований кратко представлены ниже.

Исследования показали, что создание межгосударственной электросетевой инфраструктуры в СВА приведет к весьма значительным обменам электроэнергией и мощностью между странами региона. Так, в перспективе до 2035 г. объемы международной торговли электроэнергией в регионе могут достигнуть 400 ТВт·ч/год. При этом эффективны обмены электроэнергией между Россией и Китаем, Россией и странами Корейского полуострова. Интенсивные перетоки электроэнергии ожидаются в направлениях Китай — Корейский полуостров — Япония, Россия — Япония. Указанные обмены электроэнергией обусловлены различием стран в структуре электропотребления и генерирующих мощностей, затратах на сооружение электростанций и производство электроэнергии.

Объединение национальных энергосистем с указанными выше различиями приводит к реализации так называемых системных эффектов, которые приведены на рис. 2.16. Как видно, они весьма существенны.

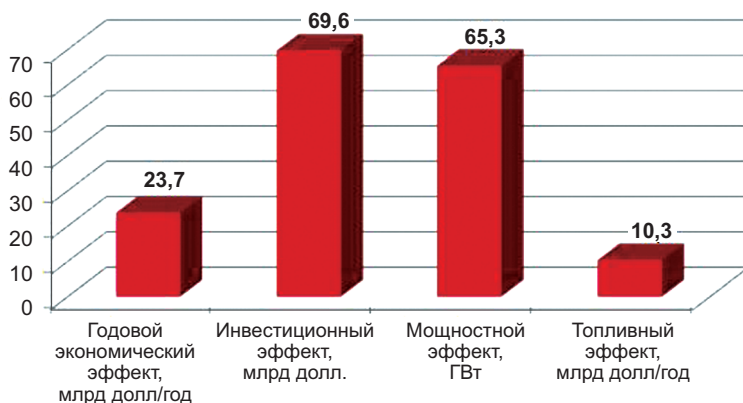


Рис. 2.16. Потенциальные системные эффекты МГЭО СВА

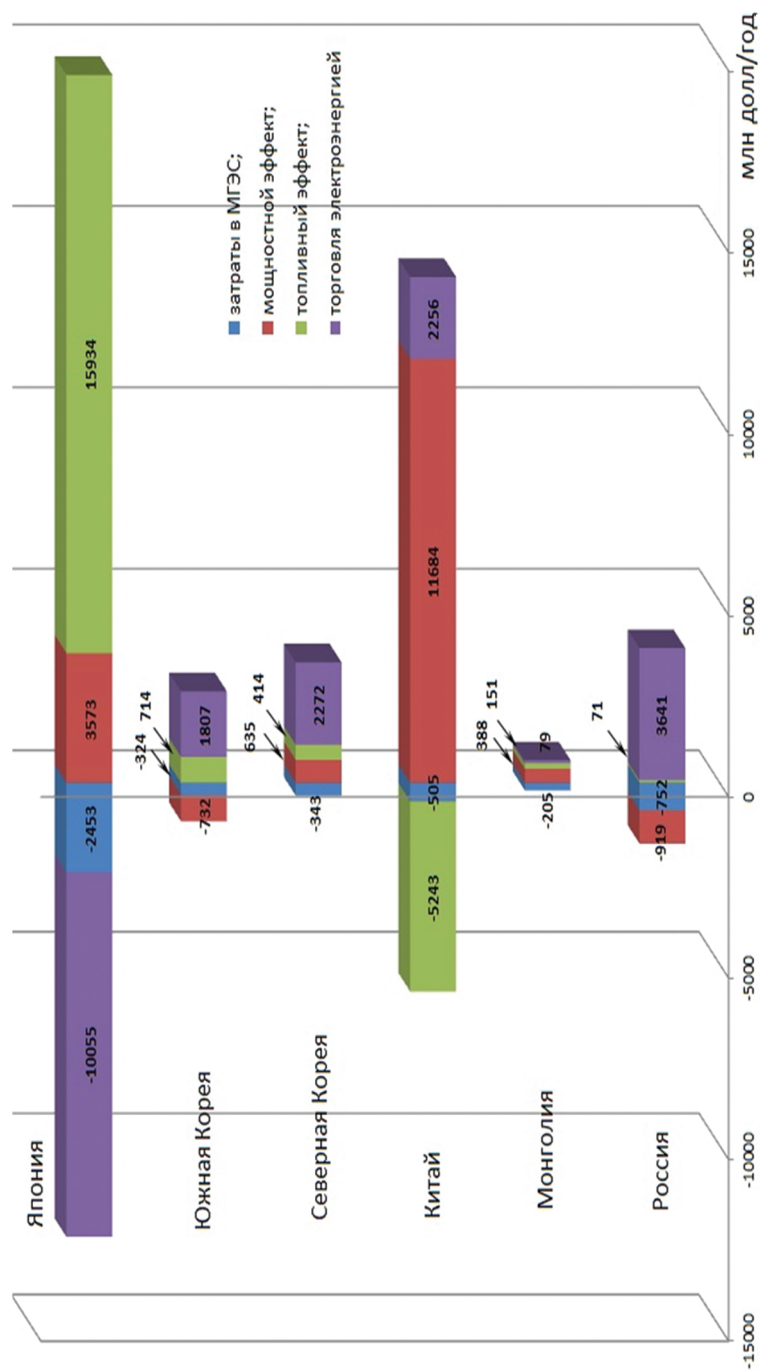


Рис. 2.17. Разделение системных эффектов между странами-участниками МГЭС

Разделение системных эффектов представлено на рис. 2.17. Наибольший эффект от участия в межгосударственном энергообъединении получают Китай и Япония — крупнейшие участники этого объединения (в сумме — более 2/3 суммарного системного эффекта). Доля, приходящаяся на Республику Корея, невелика и составляет менее 7 % общего эффекта. Доля КНДР значительно выше. Хотя торговый эффект для России весьма существенный (по этому показателю Россия занимает первое место в регионе), затраты на сооружение экспортных электростанций, на топливо для них, а также на межгосударственные линии электропередачи «съедают» весьма значительную часть торгового эффекта, в результате России достается доля в общем системном эффекте формирования МГЭО, составляющая около 10 %. При этом её доля в установленных мощностях МГЭО существенно ниже. Наименьший эффект достигается в Монголии.

В заключение следует отметить, что электроэнергетическая интеграция является глобальной тенденцией, которая имеет более чем столетнюю историю и охватывает различные регионы мира и страны, независимо от уровня их социально-экономического развития.

В Северо-Восточной Азии интеграционный процесс оказался замедлен по ряду объективных причин, здесь в настоящее время идут активные исследования перспектив формирования МГЭО в регионе. Как показали результаты этих исследований, проведенных с использованием специально разработанного инструментария и методологии, формирование МГЭО в СВА обеспечит весьма значительные потенциальные энергоэкономические эффекты для всех участвующих стран.

Список литературы

1. **Meisen P.** Cross-Border Interconnections on Every Continent / P. Meisen, Ch. Mohammadi. San Diego: Global Energy Network Institute, 2010.
2. **Эффективность** межгосударственных электрических связей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова. Новосибирск: Наука, 2008.
3. **Restructured** electric power systems. Analysis of electricity markets with equilibrium models / Ed. by Xiao-Ping Zhang. Wiley-IEEE Press, July 2010.
4. **Минарченко И.М.** Коалиционные игры в разделении эффекта электроэнергетического объединения / И.М. Минарченко // Тр. молодых учёных ИСЭМ СО РАН. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. Вып. 46. С. 182—189.
5. **Yoon J.Y.** The Pre-feasibility Results of NEAREST between the ROK, the DPRK, and the RF / J.Y. Yoon, D.W. Park, H.Y. Kim // Proc. of 6th Intern. Conf. Asian Energy Cooperation: Forecast and Realities. Irkutsk. Russia. September 7—11, 2008. P. 59—67.

6. **The Economic** Effectiveness of Interstate Electric Tie «Siberia-North China» Considering the Seasonal Differences of Annual Load Maxima / L.S. Belyaev, V.A. Savelyev, O.V. Marchenko et al. // *Northeast Asia Energy Focus*. 2006. Vol. 3. No. 4. P. 13—20.
7. **Possible** interconnection scenarios and impacts on composite system reliability between «ROK-DPRK-RF» / J.-Y. Yoon, D.-W. Park, H.-Y. Kim, J.-S. Choi // *Proc. Power Engineering Society General Meeting*. Tampa. Florida. USA. June 24—28, 2007. P. 61—67. URL: http://ewh.ieee.org/cmte/ips/2007GM/2007GM_asia_australia.pdf (дата обращения 15.05.2018).
8. **Russia–Japan** Power Bridge / L.A. Koshcheev, Yu.N. Kucherov, T. Sakemi, K. Natori // *Proc. of the 2nd Intern. Conf. on Energy Integration in Northeast Asia*. Irkutsk. Russia. September 21—22, 2000. P. 44—52.
9. **Gobitec** and Asian Super Grid for Renewable Energies in Northeast Asia / S. Mano, B. Ovgor, Z. Samadov et al. // *Energy Charter Secretariat, Energy Economics Institute of the Republic of Korea, Energy Systems Institute of the Russian Federation, Ministry of Energy of Mongolia. Japan Renewable Energy Foundation*, 2014.
10. **Bogdanov D.** North-East Asian Super Grid for 100% renewable energy supply: Optimal mix of energy technologies for electricity, gas and heat supply options / D. Bogdanov, C. Breyer // *Energy Conversion and Management*. 2016. Vol. 112. P. 176—190.
11. **Otsuki T..** Electric Power Grid Interconnections in Northeast Asia: A Quantitative Analysis of Opportunities and Challenges / T. Otsuki, A.B.M. Isa, R.D. Samuelson // *Energy Policy*. 2016. Vol. 89. P. 311—329.
12. **Подковальников С.В.** Исследование системной энергоэкономической эффективности формирования межгосударственного энергообъединения Северо-Восточной Азии / С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // *Известия РАН. Энергетика*. 2015. № 5. С. 16—32.

ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ

3.1. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В РЫНОЧНОЙ СРЕДЕ: МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ

С.В. Подковальников, кандидат технических наук; О.В. Хамисов, доктор физико-математических наук; К.А. Семенов; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Основные положения. Теоретическим обоснованием либерализации и реструктуризации электроэнергетики послужили результаты исследований Р. Бона, Ф. Швеппе и М. Караманиса [1, 2], в которых доказывалось, что на «открытых», полностью либерализованных рынках электроэнергии должны формироваться ценовые сигналы, обеспечивающие их эффективное функционирование и развитие.

Однако в результате ряда особенностей, таких как слабая эластичность спроса на электроэнергию, запоздалая реакция рынка на возникновение ограниченности генерирующих мощностей, значительный временной лаг между принятием решения о строительстве новой электростанции и вводом ее в эксплуатацию, высокие затраты на вхождение в рынок (на строительство или покупку электростанций), инвестиционные риски и др., реальные рынки электроэнергии, являющиеся несовершенными, не позволяют обеспечить устойчивое развитие генерирующих мощностей (ГМ) [3, 4]. Поэтому необходимо создание специальных механизмов, стимулирующих своевременное и сбалансированное (как по общему объему, так и по территориальному размещению и типам электростанций) развитие ГМ.

Следует отметить, что в условиях либерализации электроэнергетики электросетевой комплекс остается регулируемой монополией. Поэтому, принимая во внимание, что развитие электрических сетей будет оставаться планируемым процессом (хотя и дополнительно осложняемым неопределенностью внешней «рыночной» среды), ниже ограничимся рассмотрением вопросов развития «рыночной» генерации.

Развитие генерирующих мощностей в условиях либерализованных электроэнергетических рынков (ЭЭР). Во многих странах мира используются специальные механизмы для стимулирования развития генерирующих мощностей. Так, на Северо-Востоке США в энергопулах штатов Пенсильвания, Нью-Джерси, Мериленд, Нью-Йорк, региона Новой Англии сформировались рынки мощности

(PM). На этих рынках регулятор устанавливает требуемый объем генерирующей мощности, достаточный (с учетом резервов) для покрытия перспективной нагрузки. Этот объем должны обеспечить энергосбытовые компании за счет покупки мощностей на PM либо загрузки своих электростанций. При этом цена мощности определяется в ходе торгов на PM [5]. Данная форма организации PM имеет определенные недостатки, в частности существует возможность манипуляции ценами. Тем не менее рынки мощности Северо-Востока США считаются одними из наиболее успешных.

В Испании, Италии, Греции, Ирландии, Южной Корее, Перу и ряде других стран существует механизм, который также можно назвать разновидностью PM [6]. Там регулятор устанавливает плату за мощность, а потребность в ней определяется рыночным путем. В Великобритании ранее также имелся подобный механизм, однако он был заменен системой NETA (двусторонних договоров), позднее переименованной в ВЕТТА. В Бразилии, Чили, Колумбии и других странах проводятся аукционы долгосрочных контрактов.

В ряде стран и штатов США продолжают работать вертикально-интегрированные электроэнергетические компании (ВИЭК), в которых сохранился фактически плановый механизм развития генерирующих мощностей (в рамках системы интегрированного планирования ресурсов компании).

Считается, что в некоторых странах функционируют только рынки электроэнергии, на которых формируются ценовые сигналы, являющиеся достаточным стимулом для инвесторов. Однако и там инструменты развития в неявном виде существуют. Так, в Канаде, Австралии, Новой Зеландии Системному оператору дано право заключать договора с генерирующими компаниями на приобретение дополнительных мощностей, когда это необходимо по условиям покрытия перспективных энергетических балансов [7, 8]. В странах Скандинавии используется механизм стратегического резерва мощности [6].

В России существуют три механизма развития и инвестирования генерирующих мощностей. Это договора на предоставление мощности (ДПМ), механизм гарантирования инвестиций (МГИ) и долгосрочный рынок мощности (ДРМ) [9]. Первые два механизма гарантируют инвестору возврат сделанных им инвестиций за счет собираемой с потребителей специальной платы (хотя между этими механизмами есть различия, например в части выбора объектов инвестирования). Третий механизм состоит в том, что вводы новых электростанций стимулируются рынком мощности и вложенные инвестиции окупаются за счет продажи мощности этих станций на ДРМ.

Реально работающим является только механизм ДПМ, однако его действие фактически заканчивается. Изначально предполагалось, что после завершения действия ДПМ развитие ГМ будет осуществляться за счет механизма ДРМ. Однако рассматриваются и другие варианты. В частности, ставится вопрос о продлении сроков действия ДПМ и продолжении использования этого механизма в качестве замены ДРМ [9]. Также анализируется возможность использования МГИ, который до сих пор ни разу не был задействован и который, в отличие от ДПМ, предполагает конкуренцию между генерирующими компаниями по сооружению нового объекта [10]. Таким образом, неопределенность в части использования перспективных механизмов развития ГМ в России сохраняется, и требуется проведение исследований в данной области.

Опыт моделирования и исследования механизмов развития ГМ в условиях ЭЭР. В ходе дезинтеграции ВИЭК, как правило, не проводились какие-либо серьезные исследования целесообразности (эффективности) формирования рыночных структур в электроэнергетике, в том числе механизмов развития. Как отмечалось выше, согласно положениям теоретиков либерализованной электроэнергетики предполагалось, что от ЭЭР поступят адекватные ценовые сигналы инвесторам для развития генерации [1, 2]. Кроме того, в большинстве ВИЭК в период регулирования сформировались избытки генерирующих мощностей, что, с одной стороны, предоставляло аргументы сторонникам либерализации электроэнергетики для критики прежней системы организации отрасли и перехода ее на «рыночные рельсы», а с другой — давало возможность не задумываться, по крайней мере в первое время, о развитии ГМ в новых условиях рынка.

В начале 2000-х годов, когда рыночное реформирование электроэнергетики России вступило в решающую фазу, фактически не были проведены исследования эффективности формировавшейся организационной структуры ЭЭР с учетом аспектов развития электроэнергетики. Не был разработан соответствующий модельный инструментарий, который позволял бы выполнять такого рода исследования.

Из зарубежных примеров можно отметить работу [5], где исследовались механизмы развития генерирующих мощностей в условиях рынка. Среди них рассматривались плата за мощность, требования к поддержанию необходимых мощностей (в рамках рынков мощности северо-восточных штатов США), плата за оперативный резерв, «контракты на надежность», стратегический резерв и др. Следует отметить, что три последних механизма на момент проведения исследования не были где-либо внедрены. Механизмы оценивались по критериям стимулирования инвестиций в генерирующие мощ-

ности, гибкости относительно проявления рыночной власти на ЭЭР, улучшения эластичности спроса, приемлемости для межсистемного обмена энергией. Для проведения исследований была разработана упрощенная оценочная модель. Результаты исследований показали, что более эффективным и к тому же опробованным является механизм формирования требований к поддержанию необходимых мощностей, представляющий собой один из основных элементов рынков мощности на Северо-Востоке США.

После внедрения рыночных организационных структур в электроэнергетике за рубежом стали активно проводиться их исследования, поскольку возникали серьезные проблемы, обусловленные несовершенством ЭЭР. При этом акцент, как правило, делался на функционировании этих структур. Аспект их развития был исследован в гораздо меньшей степени. Были разработаны математические модели развития и инвестирования электроэнергетики в условиях несовершенного олигопольного ЭЭР [5, 11—16]. В этих моделях в основном использовался подход Нэша—Курно, который достаточно гибок, может быть настроен под конкретные задачи и позволяет учитывать физико-технические и экономические особенности электроэнергетических систем и рынков, в том числе и при их развитии и инвестировании.

В основном были разработаны одноузловые модели, в большинстве из них недостаточно представлены разные типы генерирующих мощностей, слабо учитываются режимы работы электростанций и электропотребления. В некоторых работах ЭЭР рассматривались как пространственно распределенные (многоузловые), а режимы работы электростанций и электропотребления были представлены достаточно подробно [12]. Как правило, моделировались однопродуктовые рынки электроэнергии (где стимулом к развитию выступали ценовые сигналы), хотя в отдельных случаях были учтены рынки мощности и резервов (последние выступали своего рода механизмом, стимулирующим развитие мощностей). Иногда применялись достаточно сложные подходы для учета неопределенности. Для расчетов, как правило, использовались упрощенные иллюстративные примеры. В отдельных работах задача поиска равновесий на ЭЭР сводилась к решению смешанных задач дополненности с использованием тождественных преобразований нелинейных многокритериальных задач оптимизации (поиска равновесия) в системы равенств и неравенств [13, 15].

Как видно из изложенного, исследования механизмов развития ГМ в условиях либерализованной электроэнергетики являются комплексными, требующими учета как физико-технических свойств ЭЭС, так и структурной организации ЭЭР. За рубежом подобные исследования продвинулись уже довольно далеко. Однако в России они нахо-

дятся на начальной стадии. При этом требуется создавать свои подходы и математические модели для исследования характерных для России механизмов развития ГМ в условиях постоянно изменяющейся организационной структуры ЭЭР. Полученные авторами результаты в данной области представлены ниже.

Математические модели для исследования механизмов развития ГМ. Было разработано семейство математических моделей для исследования развития ГМ в условиях электроэнергетического рынка при разных формах его организации, в том числе при различных механизмах развития генерации. Базовой явилась модель олигополистического однопродуктового рынка электроэнергии [17]. Как показывает анализ, ЭЭР присущ олигополистический характер конкуренции [18], учет данного фактора должен быть обязательным при моделировании.

Модель является одноузловой. Все зависимости в ней принимаются линейными. Моделируется только оптовый рынок. Торговля на ЭЭР ведется только одним товаром — электроэнергией. Задается расчетный перспективный временной уровень.

В модели выделены генерирующие компании (ГК), участвующие в ЭЭР. В их собственности находятся электростанции разных типов (тепловые, гидравлические, атомные и др.). При этом учитывается 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) и развитие ГК, а также их прибыль, равновесную цену на рынке, затраты на функционирование, развитие и другие финансово-экономические и технические показатели компаний, а также ЭЭС в целом.

Потребители электроэнергии представлены в модели агрегированной функцией спроса. Она может быть построена с учётом имеющихся оценок перспективного потребления электроэнергии и цены на нее, а также известных значений долгосрочной эластичности спроса на электроэнергию.

Целевая функция представляет собой прибыль генерирующей компании и складывается из четырех составляющих: доходов от продажи электроэнергии, расходов на приобретение топлива, постоянных эксплуатационных расходов и инвестиций в строительство новых электростанций. Каждая генкомпания представлена в модели своей целевой функцией, и соответственно их число равно числу ГК. Каждая ГК может управлять своей прибылью, загружая имеющиеся у нее мощности и вводя новые. В условиях олигополистической конкуренции этим она может воздействовать на цену, получая дополни-

тельную прибыль. Цена едина для всего рынка и входит в целевые функции всех ГК.

Хотя модель позволяет учитывать развитие ГК, она является статической. В ней рассматривается один перспективный расчетный год (например, 2025 или 2030 г.), а развитие осуществляется от текущего состояния до расчетного года за один шаг.

Представленная модель с использованием общего подхода Курно позволяет находить точки равновесия Нэша на ЭЭР, в том числе с учётом развития генерирующих мощностей, т.е. находятся точки долгосрочного равновесия на ЭЭР с олигополистической конкуренцией. При этом сводятся не только годовые балансы электроэнергетики в рассматриваемых ЭЭС, но и балансы мощности в каждый час. Для этого в модели реализуется специальный алгоритм.

Алгоритм является двухэтапным. На первом этапе находятся точки долгосрочного равновесия на ЭЭР с определением годовых объемов энергии, вырабатываемой каждой компанией и каждым типом электростанций, объемов ввода генерирующих мощностей, равновесных цен электроэнергии. На втором этапе полученные годовые объемы выработки электроэнергии распределяются по сезонам, суткам и часам, в результате чего сводятся часовые балансы мощности по ЭЭС с подтверждением технической реализуемости полученных «рыночных» стратегий развития генерирующих энергокомпаний и ЭЭС в целом.

Дополнительно были разработаны модификации моделей двухпродуктового несовершенного рынка электроэнергии и мощности, однопродуктового и двухпродуктового рынков, содержащих механизмы ДПМ. Для моделирования механизмов развития ГМ в условиях совершенных рынков и определения оптимальных решений использовались традиционные оптимизационные модели линейного программирования. Были разработаны модели совершенных однопродуктового рынка электроэнергии и двухпродуктового рынка электроэнергии и мощности. Решения, полученные на моделях совершенного рынка, в сравнении с решениями, найденными на моделях несовершенного электроэнергетического рынка, показывают возможный потенциал повышения эффективности работы несовершенных олигополистических ЭЭР.

Результаты исследований. Был проведен комплекс исследований организационных структур электроэнергетических рынков и механизмов в отношении обеспечения развития генерирующих мощностей и уровня равновесных цен на рынках. В качестве организационных структур рассматривались однопродуктовый и двухпродуктовый ЭЭР, а по типу конкуренции — совершенный и несовершенный рынки. Моделировались и исследовались механизмы развития ГМ, включая

ценовые сигналы однопродуктового рынка электроэнергии, рынок мощности и договора о предоставлении мощности.

В качестве основного расчетно-исследовательского инструмента использовались модели, описанные выше.

Некоторые результаты расчетов графически представлены на рис. 3.1 и 3.2. Как видно из рис. 3.1, б, наименьшую обеспеченность генерирующими мощностями имеет однопродуктовый несовершенный рынок. Разделение однопродуктового ЭЭР на рынки электроэнергии и мощности стимулирует вводы новых мощностей и соответственно позволяет повышать обеспеченность мощностями в долгосрочной перспективе (рис. 3.1, з). Однако это приводит к росту цены и снижению эффективности данной формы организации ЭЭР для потребителей. Цена в этом случае является максимальной из всех форм организации ЭЭР и механизмов развития ГМ.

Что касается механизма ДПМ, то он является негибким. Объекты сооружаются по ДПМ в соответствии с выполненным ранее прогнозом электропотребления несмотря на то, что этот прогноз не реализу-

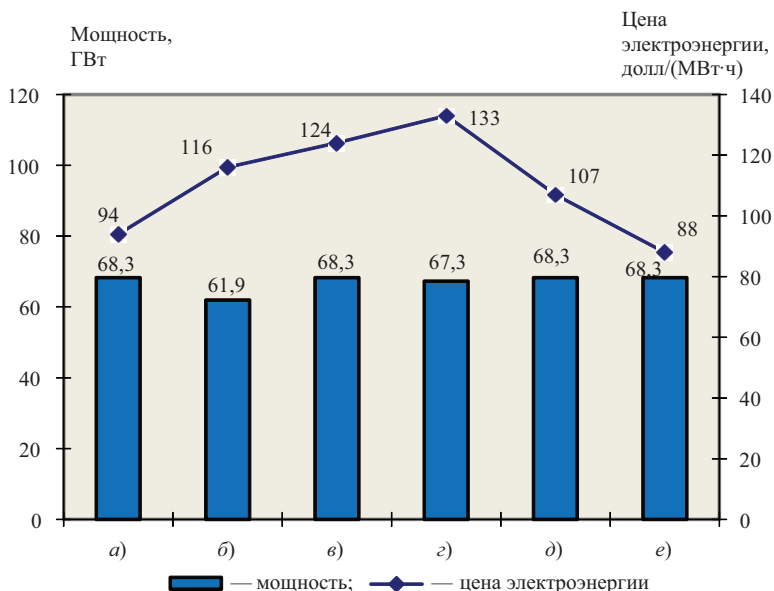


Рис. 3.1. Развитие генерирующих мощностей и агрегированная цена электроэнергии при рассматриваемых формах организации электроэнергетических рынков и механизмах развития на примере ОЭС Центра (2030 г.):

а — совершенный рынок электроэнергии; б — то же несовершенный; в — совершенный рынок электроэнергии и мощности; з — то же несовершенный; д — несовершенный рынок электроэнергии и мощности с ДПМ; е — несовершенный рынок электроэнергии с ДПМ

ется, и фактическое электропотребление оказывается ниже прогнозируемого ко времени ввода данных объектов. Поэтому часть сооружаемых по ДПМ объектов не используется, затраты, вложенные в них, «омертвляются», образуются избытки мощностей, и соответственно эффективность механизма ДПМ снижается. Тем не менее при рынке с ДПМ требующиеся объемы генерирующей мощности гарантируются (с избытком), а цена электроэнергии остается ниже, чем при других формах организации ЭЭР (рис. 3.1, *д, е*).

Кроме того, механизм ДПМ ослабляет проявление долгосрочной рыночной власти на рынке, препятствуя манипулированию вводами электростанций. Как видно из рис. 3.2, выработка электростанций для ЭЭР с ДПМ (*д, е*) выше, чем для ЭЭР при отсутствии этого механизма (*б, з*). Хотя он все равно полностью не предотвращает «стратегическое поведение» генерирующих компаний в условиях олигополистической конкуренции, так как видно, что эта выработка ниже, чем в условиях совершенного рынка (рис 3.2, *а, в, д, е*).

В заключение отметим, что в условиях продолжающегося реформирования и незавершенности системы управления развитием электроэнергетики России весьма актуально и востребовано научное направление исследования и моделирования структур ЭЭР, особенно механизмов развития генерирующих мощностей.

Полученные результаты показали, что введение механизмов развития генерирующих мощностей позволяют повысить эффективность несовершенных ЭЭР, снижая равновесные цены, стимулируя новые вводы мощностей и увеличивая поставку электроэнергии, уменьшая при этом возможности проявления рыночной власти генерирующими компаниями.

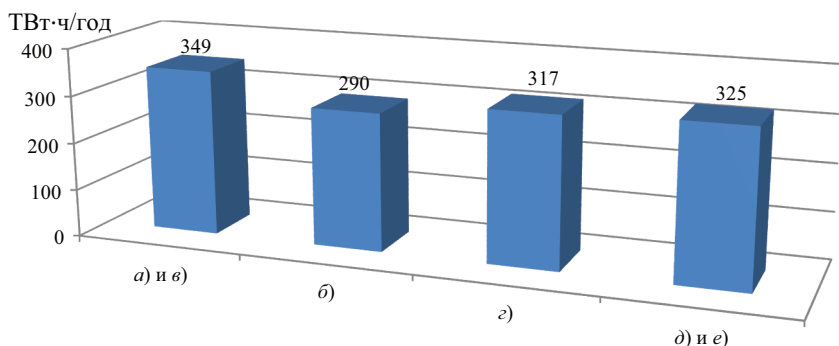


Рис. 3.2. Выработка электроэнергии при рассматриваемых формах организации электроэнергетических рынков и механизмах развития на примере ОЭС Центра (2030 г.):

обозначения те же, что и на рис. 3.1

Список литературы

1. **Caramanis M.C.** Optimal Spot Pricing: Practice and Theory / M.C. Caramanis, R.E. Bohn, F.C. Schweppe / IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. 1982. Vol. Pas-101. No. 9. P. 3234—3245.
2. **Caramanis M.C.** Investment Decision and Long-Term Planning under Electricity Spot Pricing / M.C. Caramanis // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. 1982. Vol. Pas-101. No. 12. P. 4640—4648.
3. **Sioshansi F.P.** Electricity market reform. An international perspective / F.P. Sioshansi, W. Pfaffenberg // Elsevier: Elsevier Global Energy Policy and Economics Series. 2006.
4. **Беляев Л.С.** Рынок в электроэнергетике: проблемы развития генерирующих мощностей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников. Новосибирск: Наука, 2004.
5. **De Vries L.J.** Securing the Public Interest in Electricity Generation Markets. The Myths of the Invisible Hand and the Copper Plate / L.J. De Vries // Ph. D. Thesis/ Netherlands. Amsterdam: Delft University, 2004.
6. **Winzer Ch.** Capacity mechanisms in Europe / Ch. Winzer. March 2015. URL: http://www.ceem-dauphine.org/assets/dropbox/IHS-Christian_Winzer.pdf (дата обращения 15.05.2018).
7. **Лунина Е.В.** Организация мировых энергетических рынков: проблемы и пути развития / Е.В. Лунина // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». 2003. № 7(19). URL: http://www.journal.esco.co.ua/2003_7/art27.htm (дата обращения 15.05.2018).
8. **Shuttleworth G.** Investment Incentives for the SE Europe Regional Electricity Market / G. Shuttleworth, E. Linton. London: NERA Economic Consulting, 2005.
9. **Подковальников С.В.** Проблема развития генерирующих мощностей / С.В. Подковальников // Модели рынков несовершенной конкуренции: приложения в энергетике / Под ред. В.И. Зоркальцева, Н.И. Айзенберг. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2015. С.36—59.
10. **Милина А.** Есть ли «жизнь после ДПМ»? / А. Милина, С. Караулов. URL: <http://peretok.ru/articles/generation/11856/> (дата обращения 15.05.2018).
11. **Bushell J.** An Equilibrium model of investment in restructured electricity markets / J. Bushell, J. Ishii // WP 164. Center for the Study of Energy Markets. University of California Energy Institute, 2007.
12. **Gilotte L.** Investments in generation capacities in an oligopolistic electricity market / L. Gilotte, D. Finon // Centre internationale de recherche sur l'environnement et le développement research paper, 2006. URL: http://www.centre-cired.fr/IMG/pdf/9_Gilotte_Finon_inv_pouvoir_marche_.pdf (дата обращения 15.05.2018).
13. **Саух С.Е.** Равновесные модели процессов функционирования и развития генерирующих мощностей Украины в рыночных условиях / С.Е. Саух, А.В. Борисенко // Электронный сборник докладов Объединенного симпозиума «Энергетика России в 21 веке и Азиатская энергетическая кооперация». Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010.

14. **Long-term** market equilibrium modeling for generation expansion planning / E. Centeno, J. Reneses, R. Garcia et al. // Bologna Tech Conference. June 23-26, 2003. URL: <http://www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-03-0119A.pdf> (дата обращения 15.05.2018).
15. **Борисенко А.В.** Моделирование развития мощностей электростанций в условиях несовершенной конкуренции / А.В. Борисенко // Электронное моделирование. 2009. Т. 31. № 5. С. 3—27.
16. **Electricity** market modeling trend / M. Ventosa, A. Baillo, A. Ramos et al. // The Energy Journal. 2005. Vol. 33. No. 7. P. 897—913.
17. **Подковальников С.В.** Несовершенные электроэнергетические рынки: моделирование и исследование развития генерирующих мощностей / С.В. Подковальников, О.В. Хамисов // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 2. С. 66—86.
18. **Подковальников С.В.** Зарубежные электроэнергетические рынки: олигополии и рыночная власть / С.В. Подковальников // Электрические станции. 2012. № 9. С. 2—13.

3.2. ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КАК ИНСТРУМЕНТ СОГЛАСОВАНИЯ ПРИОРИТЕТОВ ОБЩЕСТВЕННОЙ И КОММЕРЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ В ЗАДАЧАХ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

*Ф.В. Веселов, кандидат экономических наук; А.И. Соляник, кандидат
экономических наук; ИНЭИ РАН, Москва*

Основные положения. Задачи развития электроэнергетики традиционно играют большую роль в системе принятия государственных стратегических решений в области энергетики, нацеленных на повышение энергетической эффективности, обеспечение энергобезопасности, снижение экологической нагрузки и в целом формирование траекторий устойчивого развития общества. Это связано с особенностями электроэнергии как продукта: повышенными требованиями к надежности его поставки и стоимости энергоснабжения. Другой причиной являются уникальные возможности для межтопливной конкуренции, которые существуют в сфере производства электроэнергии (и тепла), и связанные с этим возможности снижения антропогенного воздействия (локального и глобального) на окружающую среду.

Как следствие, вопросы обоснования инвестиционных приоритетов в электроэнергетике и механизмов для их реализации глубоко интегрируются в систему государственных решений в энергетической, ценовой, инвестиционной, климатической политике. Форматы такой интеграции очень индивидуальны для отдельных стран и их объединений. В России в настоящее время с принятием Федерального закона «О стратегическом планировании в Российской Федерации» [1] создана целостная система документов, определяющая требования и сценарные условия для развития электроэнергетики страны, исходя:

- из прогноза научно-технологического развития РФ;
- прогнозов социально-экономического развития РФ на средние и долгосрочный периоды;
- Энергетической стратегии, являющейся межотраслевым стратегическим документом для топливных отраслей и электроэнергетики.

На основе этих условий и требований на отраслевом и региональном уровнях выполняется проработка технически оптимальных и экономически обоснованных вариантов электроснабжения потребителей и территорий страны, определяются количественные параметры производственной структуры отрасли, изменения ее технологиче-

ского состава, необходимые инвестиционные и ценовые условия. Эти задачи решаются в рамках системы прогнозных и проектных работ, определенных постановлением Правительства РФ «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» [2]. Эти работы включают в себя:

- генеральную схему развития и размещения объектов электроэнергетики на 15 лет;
- схему и программу развития Единой энергетической системы России, в том числе развития национальной электрической сети на 7 лет;
- схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов РФ на 5 лет.

Особенностью решений, формируемых в рамках государственных прогнозных работ, является их обоснование с позиций общественной эффективности, когда затраты и эффекты, связанные с инвестиционными решениями, оцениваются с точки зрения не только энергосистемы в целом, а более широко — всей экономики. При этом, помимо показателей надежности и стоимости энергоснабжения, в процессе обоснования или оценки решений учитываются экстернальные эффекты, такие как влияние на параметры энергетической безопасности, экологические ограничения, мультипликативные эффекты в экономике и социальной сфере и пр.

В то же время современная хозяйственная структура отрасли (и не только в России) сильно дерегулирована и децентрализована в части реализации инвестиционных решений. Основными участниками инвестиционной деятельности являются генерирующие и сетевые компании, формирующие свои портфели проектов и инвестиционные программы исходя из обычных корпоративных приоритетов коммерческой эффективности инвестиций, роста капитализации и дивидендов, обеспечения окупаемости и доходности проектов, а также создания новых возможностей для расширения и диверсификации бизнеса.

Частое несовпадение между инвестиционными приоритетами государства, соответствующими условиям общественной эффективности, и инвесторов, руководствующихся интересами коммерческой эффективности вложений, является ключевой и системной проблемой управления развитием в современной электроэнергетике. Для ее решения государство может и должно своевременно и адекватно использовать различные инструменты ценовой политики, такие как правила рынка и модели конкурентного и тарифного ценообразования. При этом должны создаваться экономические стимулы для инвесторов, благодаря которым инвестиционные направления, приоритетные для государства, становятся выгодными и для бизнеса.

Методическая схема обоснования структуры генерирующих мощностей с учетом согласования параметров инвестиционной и ценовой политики. При научном обосновании действий государства в ценовой политике, способствующих реализации долгосрочных инвестиционных приоритетов в электроэнергетике, требуется расширение традиционной методической схемы по обоснованию структуры генерирующих мощностей (рис. 3.3).

Традиционно при решении этой задачи выделялись две последовательные стадии в оптимизации состава и масштабов применения инвестиционных решений по обновлению действующих и строительству новых электростанций, а также развитию межсистемных электрических связей.

На стадии I проводится предварительный отбор наиболее эффективных технических решений по обновлению действующих и строительству новых электростанций с использованием разных энергоресурсов и технологий их преобразования в электроэнергию и тепло. Для этого выполняется их ранжирование по показателю удельной (выравненной) дисконтированной стоимости электроэнергии [levelized cost of electricity (LCOE)], значение которого рассчитывается как отношение дисконтированных капитальных, топливных и прочих эксплуатационных затрат к дисконтированному отпуску электроэнергии за весь жизненный цикл электростанции и по сути отражает постоянную во времени цену электроэнергии, обеспечивающую безубыточность инвестиций за весь жизненный цикл энерготехнологии.

Используемые в России формулы для расчета LCOE аналогичны применяемым в практике международных организаций (IEA, NEA, IRENA, IAEA) и европейских экспертов (ECOFYS, VGB) и в полной мере отвечают условиям оценки общественной эффективности генерирующих технологий [3, 4]. В отличие от них формулы, используемые в США (EIA, NETL, NREL, EPRI) и консалтинговых организациях, дополнительно учитывают налоговые и финансовые расходы, связанные с обслуживанием инвестированного капитала [5, 6]. Значения LCOE при этом отражают постоянную цену электроэнергии, обеспечивающую условия коммерческой эффективности и окупаемость инвестиций для заданного срока окупаемости (как правило, меньшего, чем жизненный цикл энерготехнологии).

Полученные результаты позволяют для каждого региона и режима использования мощностей (базисные, полупиковые, пиковые) выделить подмножество реально конкурирующих энерготехнологий. При этом определяются зоны их равноэффективности с учетом возможного диапазона изменения капитальных и эксплуатационных затрат, других технико-экономических показателей, а также цен топлива. Таким образом, на стадии I определяются приоритетные типы энер-

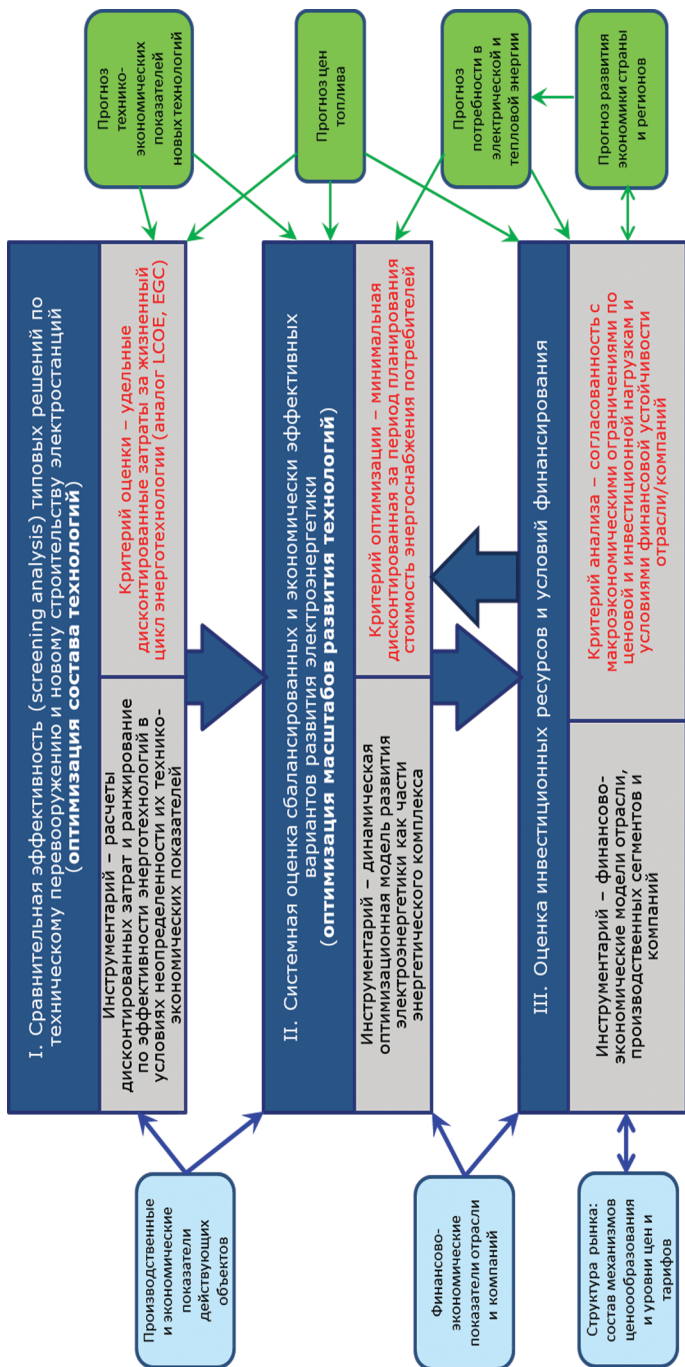


Рис. 3.3. Методическая схема обоснования структуры генерирующих мощностей в прогнозах развития электроэнергетики

готехнологий, но не эффективные масштабы их развития в энергосистеме.

Для обоснования масштабов развития энерготехнологий требуется не проектный, а системный подход. Эта задача решается на стадии II (рис. 3.3) в ходе системной оптимизации параметров развития электроэнергетики. При этом имитируется взаимодействие разных типов электростанций и межсистемных электрических связей в рамках системы региональных балансов электроэнергии, мощности и централизованного тепла на каждом шаге прогнозного периода с учётом ограничений по объемам топливных и инвестиционных ресурсов, а также экологическим показателям.

Задача оптимизации инвестиционной и производственной программы электроэнергетики решается, как правило, в линейной постановке, а ее целевая функция отвечает условиям общественной эффективности вариантов развития отрасли и отражает минимум суммарных дисконтированных затрат (капитальных и эксплуатационных, включая топливные) на энергоснабжение на протяжении всего цикла планирования и 15-летнего периода последствия.

Российскими и зарубежными исследователями накоплен полувековой методический и практический опыт подобных оптимизационных расчетов (см., например [7—10]), разработаны математические модели большой размерности, позволяющие сформировать оптимальные планы развития электроэнергетики на региональном, национальном и межгосударственном уровнях [11, 12]. В России при разработке Энергетической стратегии и отраслевых прогнозов данный этап выполняется с помощью оптимизационной модели развития электроэнергетики как части энергетического комплекса (EPOS), которая интегрирована в состав модельно-информационного комплекса (МИК) SCANNER [13, 14].

Важно отметить, что успешность выполнения расчетов на каждой из стадий определяется наличием и качеством подготовки исходной информации по технико-экономическим показателям действующих объектов и новых энерготехнологий, динамике спроса на электроэнергию и тепло, прогнозам цен топлива (см. рис. 3.3). В рамках МИК SCANNER эти задачи решаются в соответствующих модельных блоках комплекса, а также за счет интегрированных баз данных по действующим электростанциям.

Полученный по результатам моделирования вариант производственной структуры, как было отмечено выше, отвечает условиям общественной эффективности и принципам планирования по минимуму затрат (*least-cost planning*), обеспечивая наименьшую дисконтированную стоимость энергоснабжения потребителей за период прогноза. Однако в условиях конкурентного рынка, когда принятие

и реализация инвестиционных решений (особенно в секторе генерации) децентрализованы, эти оптимальные планы должны быть сопоставлены с финансовыми возможностями и коммерческими интересами участников рынка. Такой анализ предопределяет включение стадии III в методическую схему обоснования структуры генерирующих мощностей (рис. 3.3), на этой стадии выполняется оценка возможных источников (структуры) финансирования инвестиций и экономических условий для обеспечения необходимых ресурсов за счет ценовых, налоговых или иных механизмов стимулирования инвестиционной активности.

Результаты оценки позволяют судить об инвестиционной эффективности существующих моделей ценообразования на электроэнергетическом рынке и их параметров, а также могут быть использованы для анализа долгосрочных последствий различных решений в ценовой политике, включая:

- изменение продуктовой или территориальной сегментации электроэнергетического рынка;
- изменение моделей ценообразования в отдельных сегментах рынка;
- использование инструментов антимонопольного регулирования (например, установление «price cap» на ценовые заявки поставщиков);
- изменение моделей формирования тарифов на услуги естественных монополий;
- применение специальных ценовых механизмов поддержки общественно-эффективных проектов (например, генерации на основе ВИЭ), если они не окупаются через рыночные механизмы.

В методах, используемых при оценке источников финансирования инвестиций и условий их обеспечения, должны приниматься во внимание два типа требований. С одной стороны, в них должны адекватно учитываться реальные потребности отрасли для реализации инвестиционной программы и финансовой устойчивости энергокомпаний, с другой — эти методы должны минимизировать риски избыточного стимулирования инвестиций (переинвестирования) и необоснованного роста ценовой нагрузки на потребителей, а также согласовываться с макроэкономическими ограничениями на темпы роста цен электроэнергии (в рамках прогнозов социально-экономического развития страны). При этом результаты, полученные на стадии III, в виде более жестких инвестиционных ограничений возвращаются на стадию системной оптимизации, что позволяет итеративно добиться рационального (наиболее эффективного и финансово реализуемого) варианта развития.

В настоящее время стадия III анализа в той или иной форме уже существует в системах прогнозирования развития энергетики ведущих стран.

В модельно-информационном комплексе Министерства энергетики США NEMS [11] анализ финансовой обеспеченности инвестиций выполняется в форме прогноза необходимой валовой выручки (НВВ) энергоснабжающих компаний в каждом из рассматриваемых регионов страны, исходя из принципа компенсации экономически обоснованных затрат на производство и передачу электроэнергии. На основе полученных значений НВВ в модели прогнозируются цены электроэнергии для разных групп конечных потребителей (промышленности, населения и др.).

Аналогичный подход применяется и в модели PRIMES, используемой для формирования энергетической политики Евросоюза [12]. Однако следует отметить, что подобный подход лишь даёт возможность оценить необходимый отрасли объем выручки, не отвечая на вопрос, смогут ли существующие (или какие-либо альтернативные) механизмы ценообразования на электроэнергию, мощность и тепло обеспечить этот объем выручки. За рамками анализа остаются и долгосрочные ценовые и инвестиционные эффекты от прямого воздействия государственного регулятора на рынок (в качестве примера можно привести создание специальных экономических стимулов для развития возобновляемой генерации в Европе и США).

Разработанный и применяемый в последние годы в ИНЭИ РАН подход [15] имеет ряд важных отличий от методов, используемых зарубежными исследовательскими командами. Во-первых, он позволяет (в зависимости от детализации прогноза развития отрасли) проводить иерархический (многоуровневый) анализ финансовой реализуемости инвестиционных планов в электроэнергетике (и при необходимости — их итеративной корректировки): в целом по отрасли, ее отдельным производственным сегментам*, отдельным энергетическим компаниям и, наконец, конкурентным инвестиционным проектам.

Во-вторых, на каждом из выделенных уровней анализа может решаться пара задач, условно именуемых «прямой» и «обратной» (рис. 3.4). В качестве входной информации для каждой из них используется полученный по результатам оптимизационных расчетов рациональный вариант производственной и инвестиционной программы отрасли (сегмента, компании), однако при этом в задачах

* Под технологическими сегментами понимаются различные типы генерации (гидрогенерация, атомная и тепловая), передача и распределение электроэнергии.

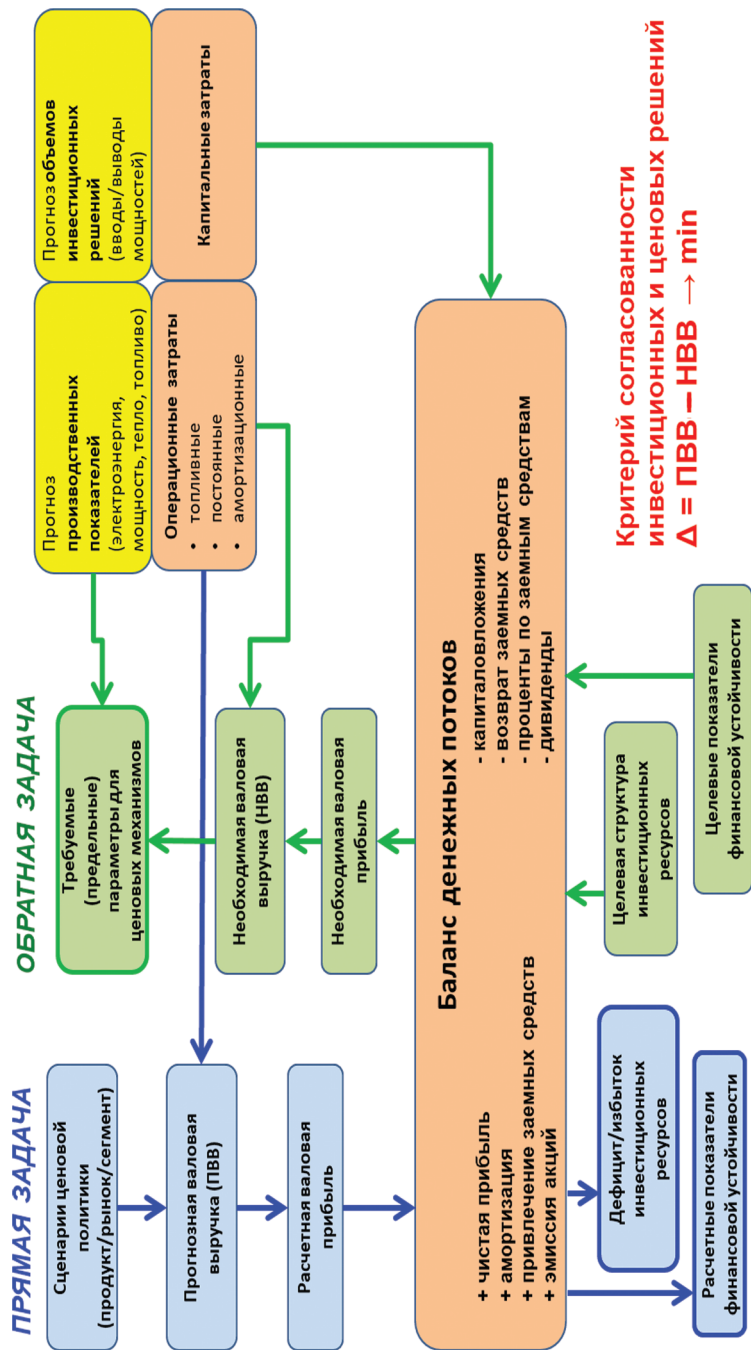


Рис. 3.4. Концептуальная схема решения прямой и обратной задач согласования прогнозных инвестиционных и ценовых параметров в электроэнергетике

реализуются принципиально разные алгоритмы финансово-экономических расчетов.

В прямой задаче выполняется анализ финансовой реализуемости инвестиций отрасли (сегмента, компании) при экзогенных сценариях ценовой политики в электроэнергетике, которые могут задаваться агрегированно (в целом по рынку) или по отдельным ценовым сегментам (например, цены конкурентного отбора мощности, цены по зонам спотового рынка электроэнергии, параметры сетевых тарифов и др.). При решении прямой задачи определяется динамика прогнозной валовой выручки (ПВВ), формируется перспективный финансовый план отрасли (сегмента, компании) и оценивается дефицит или избыток денежных ресурсов относительно необходимого объема инвестиций. Кроме того, в прямых задачах может выполняться анализ вариантов адаптации отрасли (сегмента, компании) к неблагоприятной ценовой конъюнктуре за счет корректировки инвестиционных планов или применения специальных ценовых или налоговых механизмов поддержки со стороны регулятора.

Решение обратной задачи, наоборот, заключается в оценке объема необходимой валовой выручки отрасли (сегмента, компании) на основе полученного после оптимизации варианта ее производственной и инвестиционной программ, а также с учетом целевых финансовых показателей, лимитирующих возможности использования внешнего (заемного) капитала для инвестиций* и задающих предельные условия по доходности и финансовой устойчивости бизнеса. На основе расчетного значения НВВ могут быть количественно определены «необходимые» ценовые параметры оплаты электроэнергии, мощности и тепла, которые в совокупности обеспечивают этот объем выручки отрасли (сегмента, компании).

Расчеты ПВВ и НВВ выполняются для каждого года в течение всего прогнозного периода (например, 20 лет). Наличие значительного дисбаланса между данными показателями на длительном отрезке времени свидетельствует о необходимости корректировки ценовой политики в электроэнергетике в целях хеджирования рисков потери финансовой устойчивости и снижения инвестиционной привлекательности. Близость расчетных значений НВВ и ПВВ в течение длительного периода говорит о долгосрочной эффективности принятых или предлагаемых регулятором параметров ценовых решений, их приближении к целевым, обеспечивающим устойчивость инвестиционного процесса.

* Таких показателей, как отношение накопленного долга к значению суммы валовой выручки и амортизационных отчислений (ЕВИТДА) или отношение заемного и собственного капиталов.

Инструментарий для финансово-экономического анализа вариантов развития электроэнергетики. Инструментом количественного анализа взаимосвязи ценовых и инвестиционных параметров в электроэнергетике, оценки финансовой реализуемости формируемых вариантов развития отрасли являются финансово-экономические модели экономических систем соответствующего уровня иерархии (для отрасли в целом, ее технологических сегментов, энергокомпаний, инвестпроектов). В настоящее время в ИНЭИ РАН создана иерархическая система таких моделей: модели базового уровня (для отдельных энергокомпаний) и агрегированные модели производственных сегментов электроэнергетики и отрасли в целом.

По структуре показателей такие модели имитируют стандартные формы финансовой отчетности — отчет о финансовых результатах и финансовый баланс отрасли (сегмента, компании). Это позволяет актуализировать исходные финансовые показатели по публичной годовой отчетности российских генерирующих и сетевых компаний, агрегируя ее до нужного уровня в рамках базы данных «Финансово-экономические показатели генерирующих и сетевых компаний России».

Особенностью финансово-экономических моделей является возможность их использования в двух режимах расчетов — для решения как прямых, так и обратных задач. При этом общим для двух режимов является блок прогноза себестоимости отрасли (сегмента, компании), включающий в себя:

- задаваемые параметры долгосрочной инвестиционной и производственной программы, которые формируются, как правило, по результатам оптимизации на предыдущей стадии;
- динамику операционных затрат (топливных и постоянных), рассчитанную для заданного сценария производственной программы, прогнозных цен топлива, а также с учетом снижения удельных постоянных затрат в результате модернизации оборудования (задается в виде понижающего коэффициента эскалации);
- динамику необходимых капиталовложений, стоимости основных производственных средств и связанную с ней динамику амортизационных отчислений.

Блоки расчета валовой прибыли и баланса денежных потоков различаются по функциональности своих показателей в двух расчетных режимах. При решении прямых задач валовая прибыль (как разность ПВВ и себестоимости) является исходным показателем для определения остальных составляющих финансового плана. При решении же обратной задачи, т.е. при расчете НВВ «снизу вверх», прибыль является искомым показателем в данных блоках.

1. В простейшем случае динамика ПБВ может быть оценена через прогноз среднеотпускной цены электроэнергии в целом по рынку или по его территориальным зонам. Для детального анализа финансовой реализуемости инвестиционных планов технологических сегментов электроэнергетики и (или) отдельных энергокомпаний требуются в явном виде особенности ценообразования на разных сегментах рынка (на электроэнергию, мощность и тепло). Так, российские генерирующие компании, являясь участниками оптового рынка электроэнергии и мощности, получают выручку по восьми различным механизмам оплаты, которые существенно различаются как по принципам формирования цен, так и по их уровню (табл. 3.1).

Таблица 3.1. Структура выручки основных сегментов генерации на оптовом рынке

Сегмент рынка/продукт	Механизм ценообразования		Доля от выручки в 2015 г., %		
	конкурентный	тарифный	ГЭС	АЭС	ТЭС
Электроэнергия:	—	—	69	69	47
спотовый рынок (РСВ)	+	—	57	65	37
балансирующий рынок (БР)	+	—	6	Незначительно	3
поставки по свободным договорам	+	—	6	Незначительно	2
поставки по регулируемым договорам (РДэ)	—	+	Незначительно	3	5
Мощность:	—	—	31	31	22
конкурентный отбор мощности (КОМ)	+	—	17	15	7
поставки по свободным договорам	+	—	1	Незначительно	Незначительно
вынужденная генерация (ВР)	—	+	—	—	2
новая мощность по инвестиционным контрактам (ДПМ)	—	+	2	7	10
поставки по регулируемым договорам (РДм)	—	+	11	9	3
Тепло	—	+	—	Незначительно	31

Ниже рассмотрены подходы, используемые в финансово-экономических моделях для расчета ПВВ по отдельным сегментам российского оптового рынка.

Наиболее крупным сегментом, формирующим около 60 % суммарной выручки генерации, является спотовый рынок электроэнергии «на сутки вперед» (PCB), где действует узловое маргинальное ценообразование на основе почасовых заявок поставщиков. В общем случае для детального прогноза выручки субъектов рынка «на сутки вперед» требуется использование мощных оптимизационных моделей*, имитирующих спотовые операции по централизованному отбору наиболее дешевых поставщиков и определению равновесных цен на основе маргинальных затрат. Однако рациональность применения таких мощных моделей зачастую ограничивается трудоемкостью сбора необходимой детальной информации о характере суточных графиков нагрузки, технических параметрах оборудования электростанций и сетевых объектов, общесистемной информации о режимах, ограничениях и др. В связи с этим имеет смысл использовать упрощенный подход к прогнозированию долгосрочной динамики цены электроэнергии спотового рынка PCB. В рамках предлагаемого подхода прогноз среднегодовой цены PCB строится путем индексации ее отчетного значения с учетом прогнозируемого роста цен топлива и снижения удельного расхода топлива на ТЭС вследствие внедрения более эффективного современного оборудования:

$$DAP_t = DAP_0 FP_{gt} E_t, \quad (3.1)$$

где DAP_0 — средняя цена PCB в отчетном 0-м году (публикуется коммерческим оператором рынка АО «АТЭС»); FP_{gt} — накопленный индекс роста цены g -го вида топлива с 0-го по t -й год; E_t — накопленный индекс изменения удельного расхода топлива на ТЭС за тот же период.

Динамика снижения удельного расхода топлива на ТЭС определяется в рамках оцениваемого варианта производственной и инвестиционной программы. В результате прогнозный рост цены PCB оказывается ниже роста цены топлива соответственно темпам снижения его удельного расхода на ТЭС.

Рынок электроэнергии «на сутки вперед» дополняется балансирующим рынком электроэнергии, на котором осуществляется оперативная купля-продажа отклонений ценовых заявок, поданных ранее участниками рынка PCB, от фактических объемов производства

* В качестве примеров подобных оптимизационных моделей, имитирующих спотовые рынки с зональным или узловым ценообразованием, можно привести UPLAN, GE MAPS, GTMAX, PROMOD, PROSYM, PLEXOS, EMPS.

(потребления) электроэнергии. Ввиду сравнительно малых объемов продаж в секторе балансирующего рынка и близости его цен к ценам РСВ эти два сегмента в модели рассматриваются как единый сектор конкурентной торговли электроэнергией.

Сложившаяся в России модель энергетического рынка предусматривает различие механизмов оплаты мощностей действующих и новых объектов. Первые оплачиваются через единую цену конкурентного отбора мощности (КОМ). В рассматриваемых финансово-экономических моделях прогноз цены КОМ осуществляется согласно действующему правилу индексации значений верхней и нижней «ценовых точек», формирующих искусственно заданную регулятором прямую эластичного спроса на мощность. В настоящее время законодательно предусмотрена индексация ценовых точек КОМ на 1 % ниже, чем фактический уровень инфляции предыдущего года.

Оплата новых мощностей, вводимых в период 2008 — 2018 гг., осуществляется по специальным соглашениям с Правительством России [так называемые договора поставки мощности (ДПМ)] в соответствии с установленными нормативными требованиями [16]. Цена мощности для каждого типа генерирующих объектов устанавливается регулятором на период окупаемости 10 — 20 лет на основе принципа гарантии капитальных вложений в зависимости от следующих параметров:

- общего инвестированного капитала, в том числе платы за подключение к электросетям и газовым сетям;
- регулируемой нормы прибыли на инвестированный капитал;
- фиксированных расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание (по типам установок);
- налога на имущество;
- ожидаемой прибыли от продаж электроэнергии на РСВ.

Для новых мощностей, не включенных в программу ДПМ, в финансово-экономических моделях могут имитироваться разные варианты оплаты: по текущим ценам КОМ; по действующей методике формирования тарифов ДПМ или на основе показателя LCOE, скорректированного с учетом прогнозной цены РСВ. Каждый из вариантов оплаты отражает некоторый сценарий ценовой политики регулятора в отношении развития новой генерации или модернизации действующих станций.

Наконец, на энергорынке России существует довольно крупный сегмент регулируемых поставок электроэнергии и мощности. Прогноз цен в этом сегменте выполняется сценарно, обычно в привязке к прогнозным темпам инфляции (например, инфляция плюс 1 %, инфляция минус 1 % и т.д.). Это также отражает различные варианты ценовой политики регулятора. Аналогично, в привязке к темпам

инфляции, выполняется и прогноз тарифов на тепло, которые по-прежнему регулируются государством.

Прогнозная валовая выручка генерации TRE_t зависит от суммы доходов от продаж в каждом из существующих сегментов рынка:

$$TRE_t = \sum_{i=1}^I P_{it}E_{it} + \sum_{j=1}^J P_{jt}E_{jt} + T_tQ_t, \quad (3.2)$$

где i — показатель сегмента рынка электроэнергии; j — показатель сегмента рынка мощности; t — индекс года; P — цена электроэнергии (мощности) в сегменте; $E(N)$ — отпуск электроэнергии (мощности) в сегменте; T — средний тариф на тепло в территориальной зоне (в стране, регионе и др.); Q — отпуск тепла в территориальной зоне.

Прогноз ПБВ в сегментах передачи и распределения электроэнергии базируется на одной из возможных моделей тарифообразования, т.е. RAB-регулировании, индексации необходимой валовой выручки, рассчитываемой регулятором, либо методе наилучшего аналога. Выбор модели тарифообразования соответствует тому или иному сценарию государственного регулирования электросетевого комплекса.

2. Как уже отмечалось, решение обратных задач финансового анализа связано с прогнозом долгосрочной динамики необходимой валовой выручки TRR_t . Ее расчет в модели осуществляется по формуле

$$TRR_t = \sum_{g=1}^G \sum_{k=1}^K B_{gkt}FP_{gt} + \sum_{k=1}^K N_{kt}OM_{kt} + PT_t + DEP_t + \frac{NIR_t}{1-x} + IE_t, \quad (3.3)$$

где g — вид топлива; k — тип электростанции (группы электростанций); B — абсолютный расход топлива на электростанции (в группе электростанций); FP — цена топлива для электростанции (группы электростанций); N — мощность электростанции (группы электростанций); OM — удельные постоянные эксплуатационные затраты электростанции (группы электростанций); PT — платежи по налогу на имущество; DEP — амортизационные отчисления на основные производственные средства; NIR — необходимая чистая прибыль; x — ставка налога на прибыль; IE — выплата процентов по заемным средствам.

Первые два слагаемых выражения (3.3) обозначают операционные издержки — соответственно топливные и условно-постоянные. Ключевыми входными данными для их расчета являются показатели

удельного расхода топлива (УРУТ) и установленной мощности электростанций, которые зависят от рассматриваемого варианта производственной программы.

Последние три слагаемых, в сумме отражающие инвестиционную компоненту НВВ, определяются из баланса денежных потоков отрасли (сегмента, компании), который формируется в годовом разрезе (см. рис. 3.4).

Так, годовое значение амортизационных отчислений вычисляется с учётом суммарных инвестиций отрасли (сегмента, компании), а также экзогенно заданной нормы амортизации:

$$DEP_t = f(INV, d), \quad (3.4)$$

где INV — объем инвестированного капитала; d — заданная норма амортизации (обычно дифференцированная по типам генерации).

Динамика инвестиций, как и значения производственных показателей, является экзогенным параметром, который формируется внешними оптимизационными и балансовыми моделями.

Годовое значение чистой прибыли, требуемое для финансирования инвестиций, рассчитывается с учетом индикатора предельной кредитной нагрузки, ограничивающего допустимый объем привлекаемого заемного капитала для финансирования инвестиций. В качестве такого индикатора может использоваться либо отношение долг/ЕБИТДА либо отношение заемного и собственного капиталов. Целевые значения этих показателей определяются экзогенно. Еще одним экзогенным фактором, учитываемым при расчете необходимой прибыли, является дивидендная доходность.

Зависимость необходимой чистой прибыли от этих показателей может быть выражена следующим образом:

$$NIR = f(INV, \alpha, \beta, \tau), \quad (3.5)$$

где α — заданный лимит привлечения заемного капитала (долг/ЕБИТДА либо отношение заемного и собственного капиталов); β — заданное значение целевой дивидендной доходности (определяется как процент от расчетного значения собственного капитала отрасли/компании*); τ — заданный период возврата заемных средств, годы.

Наконец, последнее слагаемое в формуле (3.3) представляет собой объем выплаты процентов по заемным средствам, которые являются третьим важнейшим источником финансирования инвестиций

* При расчете НВВ норма дивидендной доходности привязывается к собственному капиталу, поскольку значение чистой прибыли в этом случае является искомым параметром.

наряду с амортизацией и прибылью. Соответственно выражение для расчета IE имеет вид

$$IE = f(INV, \alpha, r, \tau), \quad (3.6)$$

где r — ставка процента по заемным средствам.

Отметим, что в отличие от процентных выплат возврат «тела» кредита является составной частью баланса денежных средств и не входит во внереализационные затраты отрасли (компании). Поэтому выплаты по «телу» кредита не являются компонентой НВВ, хотя косвенно могут влиять на значение последней (например, увеличение выплат по долгам может потребовать роста необходимой чистой прибыли).

Примеры применения финансово-экономических моделей при обосновании стратегии обновления тепловых электростанций. Одним из важных вопросов при формировании вариантов развития электроэнергетики в рамках Энергетической стратегии и Генеральной схемы отрасли был вопрос формирования стратегии обновления действующих тепловых электростанций (ТЭС).

По оценкам отраслевой отчетности, в период до 2035 г. предельного ресурса эксплуатации достигнут действующие ТЭС мощностью около 130 ГВт. По результатам комплексной оценки конкурентоспособности типовых решений по реконструкции и замене оборудования и системной оптимизации масштабов их применения (первые две стадии на рис. 3.3) была определена наилучшая с позиций общественной эффективности стратегия технологического обновления тепловых электростанций [17]. Она предусматривает, что из всего объема мощности ТЭС, достигающих к 2035 г. предельного ресурса эксплуатации, около 60 % реконструируется с частичной заменой оборудования. Остальные ТЭС (мощностью около 40 %) целесообразно выводить из эксплуатации с последующей заменой их значительной части (но не в полном объеме демонтажа) современными типами оборудования. Прежде всего это касается замены паросиловых газомазутных блоков парогазовыми. Суммарный объем капиталовложений, необходимый для реализации рекомендуемой стратегии обновления ТЭС (с темпом до 7—10 ГВт в год), предварительно оценивается в 5,2 трлн руб. в ценах 2016 г.

В ходе расчетов на финансово-экономической модели сектора тепловой генерации для данной стратегии обновления была определена динамика НВВ (режим решения обратной задачи). Ее сравнение с результатами расчетов для альтернативных стратегий обновления показали, что предложенный состав инвестиционных решений по ТЭС обеспечивает не только наименьшие суммарные дисконтированные затраты на энергоснабжение, но и наименьший уровень

НВВ, а значит — и необходимой среднеотпускной цены электроэнергии (табл. 3.2).

Однако для успешной реализации общественно-эффективной инвестиционной стратегии требуется, чтобы она была финансово реализуемой и коммерчески привлекательной для субъектов отрасли — генерирующих компаний. В целях проверки этих требований расчетная динамика НВВ для рекомендуемой стратегии обновления ТЭС была сопоставлена с динамикой прогнозной валовой выручки, рассчитанной в режиме решения прямой задачи при условии сохранения существующих механизмов и параметров ценообразования в конкурентных и регулируемых сегментах оптового рынка.

Полученные оценки показывают, что уже к 2020 г. существующие механизмы оплаты электроэнергии и мощности не обеспечат в полной мере необходимый объем выручки тепловой генерации с учетом начала программы ее обновления (табл. 3.3). В последующие годы дефицит выручки будет динамично нарастать и к 2035 г. составит около 14 % суммарной НВВ ТЭС. Таким образом, для обеспечения финансовой реализуемости стратегии обновления ТЭС, исходя из минимально необходимой динамики роста цен электроэнергии, требуется корректировка существующих параметров ценообразования на оптовом рынке.

Одним из таких направлений является совершенствование параметров оплаты мощности на оптовом рынке. Расчеты показывают,

Таблица 3.2. Характеристики альтернативных стратегий обновления ТЭС до 2035 г.

Показатель	Консервативная стратегия	Оптимистическая стратегия	Рекомендуемая стратегия
Капиталоемкость	Низкая	Высокая	Средняя
Доля новых технологий во вводах ТЭС, %	20	100	45
Энергоэффективность (снижение УРУТ ТЭС к 2035 г., %)	Низкая (–6)	Высокая (–30)	Средняя (–16)
Суммарные дисконтированные затраты на энергоснабжение (относительно рекомендуемой стратегии), млрд руб. (в ценах 2016 г.)	+110	+546	—
Средняя отпускная цена 1 кВт·ч электроэнергии в 2035 г., коп. (в ценах 2016 г.)	383	386	375

Таблица 3.3. Анализ необходимой и прогнозной выручки тепловой генерации и оценка необходимых изменений параметров оплаты мощности, млрд руб. (в ценах 2016 г.)

Показатель	Годы				
	2015	2020	2025	2030	2035
Необходимая валовая выручка (НВВ)	1604	1739	1961	2307	2782
В том числе окупающая:					
топливные затраты	847	896	1068	1340	1624
условно-постоянные эксплуатационные затраты	445	557	541	567	596
инвестиционную компоненту	261	237	287	326	453
налоги	51	49	66	75	108
Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	1604	1706	1829	2079	2402
В том числе от продажи:					
электроэнергии на РСВ	670	720	863	1074	1291
электроэнергии в прочих сегментах рынка	78	80	96	119	143
мощности по КОМ	112	107	118	134	139
мощности по ДПМ	150	182	74	0	0
мощности в прочих сегментах рынка	102	84	86	87	87
тепла	492	533	593	665	743
Дефицит выручки, % НВВ	—	2	7	10	14
Необходимый объем оплаты мощности, исходя из НВВ	—	407	409	450	605
В том числе необходимый объем выручки на КОМ	—	140	233	257	320
Необходимый рост предельной цены КОМ, % (к 2015 г.)	—	129	195	192	235

что к 2030 г. за счет новых (или перенастройки существующих) ценовых механизмов потребуется обеспечить до 50% суммарного необходимого объема выручки на рынке мощности. Этот объем выручки, однако, не превысит уровень оплаты ближайших лет, на которые придется пик платежей по ДПМ (рис. 3.5). Последующий рост необходи-

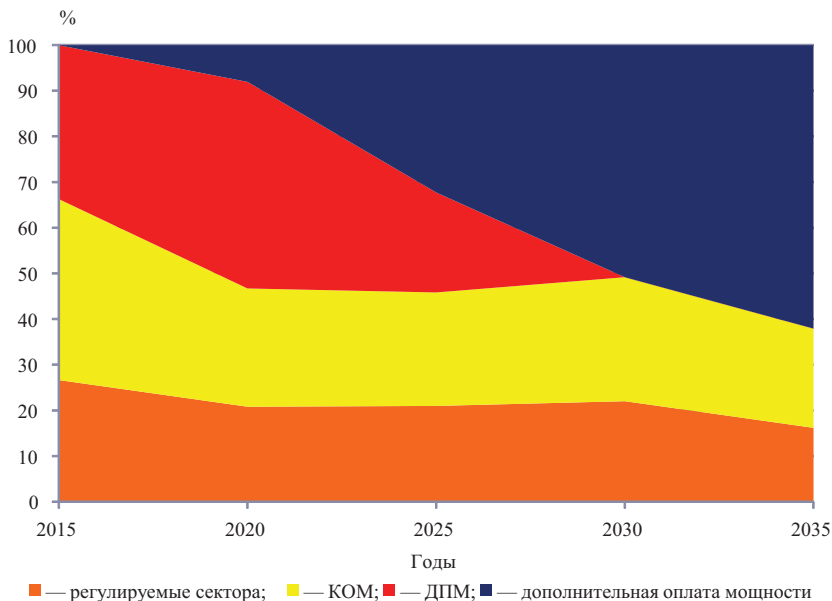


Рис. 3.5. Структура необходимой оплаты мощности ТЭС

мого объема оплаты мощности после 2030 г. определяется в большей степени вводами новой генерации (для покрытия прогнозируемого роста спроса), чем обновлением действующих электростанций.

Ввиду существенной разницы в капиталоемкости инвестиционных решений по новому строительству и обновлению электростанций для их реализации целесообразно применять различные ценовые механизмы. Так, для первых могут использоваться процедуры конкурсов на точечное строительство новых объектов генерации, а для проектов обновления — существующий механизм конкурентного отбора мощности с индексацией предельной цены [примерно в 2—2,5 раза, (см. табл. 3.3)] в обмен на дополнительные условия допуска на КОМ, фиксирующие обязанность участников рынка по обновлению мощностей.

Рассмотренные в главе финансово-экономические модели отрасли (сегмента, компании) могут быть использованы для решения широкого круга задач, связанных с гармонизацией параметров инвестиционной и ценовой политики в электроэнергетической отрасли. К таким задачам относятся:

- исследование влияния различных сценариев ценовой политики в топливно-энергетическом комплексе России на темпы роста ВВП страны;

- оценка эффектов сдерживания роста цен электроэнергии и газа для развития энергетического комплекса;
- анализ взаимного влияния ценовой политики на рынках электроэнергии и тепла;
- обоснование ценовых условий реализации альтернативных стратегий обновления тепловой энергетики России;
- исследование влияния потенциального импортозамещения в энергетическом машиностроении на динамику цен электроэнергии и тепла;
- оценка последствий изменения режимов ценообразования для неуглеродной энергетики;
- исследование ценовых последствий реализации экологически ориентированных сценариев развития электроэнергетики при различных механизмах регулирования эмиссии парниковых газов;
- риск-анализ реализации инвестиционных программ генерирующих компаний в условиях неопределенности цен электроэнергии и топлива;
- исследование эффектов интеграции активов генерирующих компаний для повышения их инвестиционного потенциала.

Список литературы

1. **Федеральный** закон Российской Федерации от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации».
2. **Постановление** Правительства РФ № 823 от 17 октября 2009 г. «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».
3. **Economic** Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants: 1999 // Technical reports series. International Atomic Energy Agency. Vienna, 2000. No. 396. URL: http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TRS396_scr.pdf (дата обращения 15.05.2018).
4. **Projected** Costs of Generating Electricity. IEA/NEA, 2010. URL: https://www.iaea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf (дата обращения 15.05.2018).
5. **Technical** Assessment Guide (TAG). USA: EPRI, , 2003. Vol. 5.
6. **EIA**. Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement. June 2013. URL: www.eia.gov/renewable/workshop/genccosts/pdf/methodology_supplement.pdf (дата обращения 15.05.2018).
7. **Power** System Planning and Operations: Future Problems and Research Needs. Rep. EPRI EL-377-SR. Palo Alto, CA. 1977.
8. **Electric** Generation Expansion Analysis System (EGEAS); progress report on RPI 1529, Report MIT-EL 80-020. MIT Energy Laboratory, 1980. URL: <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/60495> (дата обращения 15.05.2018).
9. **Expansion** Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook. IAEA, 1984. URL: <http://www.energycommunity.org/documents/IAEATRS241.pdf> (дата обращения 15.05.2018).

10. **Обоснование** развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование/ Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др.; отв.ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2015.
11. **The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation** 2014. URL: [www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/electricity/pdf/m068\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/electricity/pdf/m068(2014).pdf) (дата обращения 15.05.2018).
12. **PRIMES Model: An Overview**. URL: ec.europa.eu/clima/policies/strategies/analysis/models/docs/primex_model_2013-2014_en.pdf (дата обращения 15.05.2018).
13. **Методы** и инструментарий прогнозирования развития электроэнергетики / Ф. В. Веселов, Е. А. Волкова, А. Е. Курилов и др. // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 82—94.
14. **SCANNER: Модельно-информационный комплекс** / Под ред. А.А.Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2011.
15. **Веселов Ф.В.** Многоуровневый подход к финансово-экономической оценке параметров ценовой политики государства в электроэнергетике и долгосрочных последствий принимаемых решений / Ф.В. Веселов, А.И. Соляник // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 37—48.
16. **Постановление** Правительства Российской Федерации № 238 от 13 апреля 2010 г. «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода».
17. **Комплексная** оценка эффективных масштабов обновления тепловых электростанций при обосновании рациональной структуры генерирующих мощностей на перспективу до 2035 г. / Ф.В. Веселов, И.В. Ерохина, А.С. Макарова, А.А. Хорощев // Теплоэнергетика. 2017. № 3. С. 5—14.

3.3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ НЕСОВПАДАЮЩИХ ИНТЕРЕСОВ*

*В.А. Стенников, член-корреспондент РАН, профессор; А.В. Пеньковский,
кандидат технических наук; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск*

Централизованное теплоснабжение в России является основным видом обеспечения потребителей тепловой энергией. Появление множества собственников в этом секторе экономики, связанное с процессом либерализации энергетики, привело к формированию новых экономических отношений между производителями, поставщиками и потребителями тепловой энергии (ТЭ) и созданию рынка тепла. Значительно возросли требования потребителей к качеству, надежности теплоснабжения, к предоставляемому уровню комфорта в помещениях и удовлетворению необходимых условий протекания производственных процессов. Преобразование теплоснабжающих систем (ТСС), формирование новой модели теплового рынка, мотивация (заинтересованность) в техническом и технологическом совершенстве, целесообразность формирования эффективной инфраструктуры теплогенерирующих мощностей, тепловых сетей (ТС) приводят к тому, что вопросы перспективного развития ТСС приобретают все большую актуальность. В связи с этим существенно возросла роль и ответственность принимаемых решений по развитию ТСС. Более сложными стали задачи по подготовке и принятию перспективных решений. Это обусловлено множеством факторов, среди них наиболее важными представляются такие, как объем и доступность топливных энергоресурсов, уровень рассматриваемых технологий, наличие множества несовпадающих интересов субъектов отношений, колебание спроса на тепловую энергию в зависимости от складывающейся на тепловом рынке ее цены и других факторов.

Модель «Единая теплоснабжающая организация»

В настоящее время действующие на территории России рынки тепловой энергии являются регулируемыми естественными монополиями. В большинстве своем это локальные теплоснабжающие системы, имеющие разветвленные тепловые сети и ограниченное число источников тепла (ИТ). Более 7 лет назад российская теплоэнерге-

* Работа выполнена в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН при поддержке Российского научного фонда (грант № 17-19-01209).

тика встала на путь либерализации и рыночных преобразований [1], предполагающий отмену государственного контроля по регулированию тарифов на тепловую энергию и согласно ФЗ № 190 «О теплоснабжении» создание «Единой теплоснабжающей организации» (ЕТО), которая должна позволить снижать издержки производства тепловой энергии и наиболее эффективно осуществлять теплоснабжение потребителей в зоне своей деятельности. Данная модель теплового бизнеса постепенно внедряется в реальную практику в городах и населённых пунктах Российской Федерации. Модель ЕТО предусматривает объединение всех функций ТСС по выработке, транспортировке и сбыту тепловой энергии, осуществляемых в рамках ЕТО (рис. 3.6).

В приведенной на рис. 3.6 организационной структуре управления теплоснабжением контроль генерации над бизнесом теплосетевой компании оправдан в отношении поддержания системной надежности, снижения технических и экономических рисков, а также устойчивого функционирования ТСС в целом. В рамках данной модели отсутствует конкуренция между источниками, а тепловые



Рис. 3.6. Организационная структура модели «Единая теплоснабжающая организация»

сети представляют монопольную структуру. Вместе с тем это может быть вполне обоснованным решением при ограниченном числе источников, что часто имеет место в теплоснабжении.

В такой структуре вся организация теплоснабжения потребителей передаётся ЕТО, в управлении которой должны находиться ИТ, распределительные и квартальные тепловые сети. Муниципалитет получает определенный пакет акций согласно передаваемым этой организации активам и принимает непосредственное участие в процессе управления теплоснабжением потребителей в соответствии с мероприятиями, утвержденными в документе «Схема теплоснабжения муниципального образования». В модели ЕТО весь бизнес по теплоснабжению потребителей должен консолидироваться в одной компании, что позволяет создать благоприятные условия для оптимизации функционирования, развития и реконструкции ТСС, а также максимально способствует капитализации всей организации и росту ее инвестиционной привлекательности. Слияние основных активов и процессов управления по теплоснабжению формирует структуру ЕТО как единственного продавца на рынке тепловой энергии в виде естественного монополиста. В этих условия ЕТО будет полностью контролировать объем предложения и рыночную цену на тепловую энергию.

Взаимоотношения участников рынка, формируемого в виде модели ЕТО, выстраиваются по определенной схеме. ЕТО, основываясь на результатах прогнозов спроса и оптимальных направлениях развития ТСС, осуществляет поставку (по среднесрочным или долгосрочным договорам) ТЭ потребителям по цене, определяемой как сумма цены производства и цены транспортировки тепловой энергии от источников тепла до потребителей. При этом ЕТО производит такое количество ТЭ, которое бы, с одной стороны, максимизировало получаемую ею прибыль с учетом физико-технических ограничений по источникам тепла и тепловым сетям, покрывало бы заданный потребителями спрос на ТЭ, а с другой — удовлетворяло желание потребителей платить за этот спрос. Служба технического надзора осуществляет контроль над безопасностью и соблюдением технических регламентов и норм при эксплуатации оборудования ИТ и ТС, а региональная служба по тарифам (РСТ) устанавливает предельный тариф на производство и транспортировку ТЭ.

Методы регулирования тарифа на тепловую энергию

В условиях регулируемой естественной монополии регулирующей орган может использовать, как минимум, два метода установления тарифа: метод предельных затрат и метод средних суммарных затрат.

В первом случае регулирующий орган контролирует ситуацию так, чтобы устанавливаемая естественным монополистом цена на рынке не превышала его предельные затраты. Метод средних суммарных затрат заключается в том, что монополист работает по принципу безубыточности. Оба этих метода имеют определенные недостатки. Метод предельных затрат в большинстве случаев ведет к убыткам монополиста и необходимости субсидировать его расходы за счет государственных средств, а метод средних суммарных затрат лишает монополиста стимула снижать свои издержки, так как он знает, что любые его расходы будут компенсированы соответствующей установленной ценой. Данные методы позволяют, с одной стороны, снижать тариф на продукцию по сравнению с нерегулируемой монополией, а с другой — стимулировать повышение производительности монополиста.

В настоящее время в системах теплоснабжения Российской Федерации вводится новый метод регулирования тарифа на тепловую энергию — метод «альтернативная котельная». Суть его заключается в назначении предельного тарифа на тепловую энергию в централизованных системах теплоснабжения, рассчитанного исходя из объективных данных стоимости строительства и эксплуатации современной экономичной котельной мощностью 10 Гкал/ч с нормой возврата инвестиций 10 лет. При этом стоимость тепловой энергии в населенном пункте не должна превышать стоимость «альтернативной котельной». Если действующий тариф на тепловую энергию ниже уровня тарифа «альтернативная котельная», его повышают за несколько лет, если выше — «замораживают».

Математическое моделирование Единой теплоснабжающей организации

Исходные положения. Теплоснабжающая система моделируется гидравлической цепью (ГЦ), представляющей собой расчетную схему реальной ТСС, состоящей из m узлов и n ветвей [2]. Она представляет собой совокупность упорядоченных множеств: узлов $J = \{j; j = 1, \dots, m\}$, включая узлы-источники тепла $J_{ИТ} \subset J$, узлы-потребители тепла $J_{П} \subset J$ и простые узлы-разветвления на схеме $J_0 \subset J$; ветвей (участков тепловой сети) $I = \{i; i = 1, \dots, n\}$, отображающих заданные попарные связи между узлами.

В свою очередь множество потребителей (П) тепловой энергии $J_{П}$ дифференцируются на три подмножества: $J_{П} = J_{П}^{ЖКХ} \cup J_{П}^{ПП} \cup J_{П}^{ПП*}$, где $J_{П}^{ЖКХ}$ — потребители ЖКХ; $J_{П}^{ПП}$ — потребители промышлен-

ного сектора, присоединенные к тепловым сетям; $J_{\Pi}^{\text{ПП}^*}$ — потребители промышленного сектора, расположенные на коллекторах источника тепла.

Предположим, что $Q_{j\tau}^{\Pi}$ — суммарный спрос потребителей в узле $j \in J_{\Pi}$, с учётом этого далее для краткости изложения спрос потребителей ЖКХ на тепловую энергию ($j \in J_{\Pi}^{\text{ЖКХ}}$) будем обозначать через $Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}}$, спрос потребителей промышленного сектора, присоединенных к тепловым сетям ($j \in J_{\Pi}^{\text{ПП}}$), — через $Q_{j\tau}^{\text{ПП}}$, а спрос промышленных потребителей, расположенных на коллекторах источников ($j \in J_{\Pi}^{\text{ПП}^*}$), — через $Q_{j\tau}^{\text{ПП}^*}$, тогда суммарный спрос в узле j в период времени τ будет составлять:

$$\begin{aligned} Q_{j\tau}^{\Pi} &= Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} + Q_{j\tau}^{\text{ПП}} + Q_{\tau}^{\text{ПП}^*} \quad \text{при } j \in J_{\Pi}^{\text{ПП}} \cup J_{\Pi}^{\text{ЖКХ}} \cup J_{\Pi}^{\text{ПП}^*}; \\ Q_{j\tau}^{\Pi} &= Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} \quad \text{при } j \in J_{\Pi}^{\text{ЖКХ}} \setminus (J_{\Pi}^{\text{ПП}} \cup J_{\Pi}^{\text{ПП}^*}); \\ Q_{j\tau}^{\Pi} &= Q_{j\tau}^{\text{ПП}} \quad \text{при } j \in J_{\Pi}^{\text{ПП}} \setminus (J_{\Pi}^{\text{ЖКХ}} \cup J_{\Pi}^{\text{ПП}^*}); \\ Q_{j\tau}^{\Pi} &= Q_{j\tau}^{\text{ПП}^*} \quad \text{при } j \in J_{\Pi}^{\text{ПП}^*} \setminus (J_{\Pi}^{\text{ЖКХ}} \cup J_{\Pi}^{\text{ПП}}). \end{aligned}$$

Структурное описание ГЦ осуществляется полной матрицей \bar{A} инцидентий узлов j и участков i , состоящей из элементов a_{ij} . Элементы a_{ij} матрицы \bar{A} определяются следующими условиями:

$$a_{ij} = \begin{cases} 0, & \text{если ветвь } i \text{ не имеет связи с узлом } j; \\ 1, & \text{если поток на ветви } i \text{ исходит из узла } j; \\ -1, & \text{если поток на ветви } i \text{ входит в узел } j. \end{cases}$$

Моделирование рынка тепловой энергии в формате ЕТО осуществляется с определенным временным интервалом, начинающимся с начального момента времени τ_0 (соответствующего расчетной тепловой нагрузке) и заканчивающимся конечным (расчетным) моментом времени T .

Математическое моделирование спроса на тепловую энергию. Объем спроса на тепловую энергию потребителей ЖКХ соответствует величине $Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}}$ и определяется с помощью уравнения

Россандера [3], согласно которому тепловая нагрузка j -го потребителя ЖКХ в момент времени τ определяется следующим образом:

$$Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} = \left[1 - (1 - r) \left(\frac{\tau}{\tau_{\text{от}}} \right)^{\frac{g-r}{1-g}} \right] Q_j^{\text{от}} + Q_j^{\text{ГВС}}, \quad j \in J_{\text{П}}^{\text{ЖКХ}}, \quad (3.7)$$

где $Q_j^{\text{от}}$ — расчетная тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч; $Q_j^{\text{ГВС}}$ — расчетная тепловая нагрузка горячего водоснабжения (ГВС), Гкал/ч; r и g — коэффициенты неравномерности графика тепловой нагрузки; $\tau_{\text{от}}$ — продолжительность отопительного периода, ч.

Спрос на тепловую энергию потребителями промышленного сектора моделируется функцией спроса, которая, как правило, строится на основе результатов реальных расчетов для отдельно рассматриваемого промышленного потребителя путем аппроксимации ретроспективных данных с учетом прогнозных оценок по объемам потребления ТЭ и цены на нее. В более общем виде ее можно представить в виде линейной зависимости. Так, для промышленного потребителя, присоединенного к тепловым сетям, функция спроса имеет вид [4]

$$Q_{j\tau}^{\text{ПП}} = \xi_j - \vartheta_j w_{j\tau}^{\text{ПП}}, \quad j \in J_{\text{П}}^{\text{ПП}}, \quad (3.8)$$

где $\xi_j > 0$, $\vartheta_j > 0$ — постоянные, полученные путем аппроксимации фактических данных объема покупки тепловой энергии промышленным предприятием в зависимости от ее цены; $w_{j\tau}^{\text{ПП}}$ — покупная цена, включающая в себя цены производства тепловой энергии и ее транспортировки, руб/Гкал.

Для промышленного потребителя, расположенного на коллекторах источника, функция спроса имеет вид

$$Q_{j\tau}^{\text{ПП*}} = \mu_j - \pi_j w_{j\tau}^{\text{ПП*}}, \quad j \in J_{\text{П}}^{\text{ПП*}}, \quad (3.9)$$

где $\mu_j > 0$, $\pi_j > 0$ — постоянные, полученные в процессе аппроксимации фактических данных объема покупки тепловой энергии промышленным предприятием в зависимости от ее цены; $w_{j\tau}^{\text{ПП*}}$ — покупная цена, которая определяется только ценой производства тепловой энергии, руб/Гкал.

Волатильность спроса на тепло относится к основной рыночной проблеме, имеющей место в теплоснабжении. В связи с этим предлагается рассматривать взаимодействие ЕТО и потребителей в течение каждого часа заданного временного периода. Такое дискретное временное моделирование представляет значительный практический интерес, поскольку позволяет учитывать как дневные, так и

сезонные факторы спроса на тепловую энергию, которые могут существенно влиять на решение задачи по объемам спроса и производства тепловой энергии ЕТО. В принципе в качестве расчетного времени могут рассматриваться среднесуточные, среднемесячные спросовые параметры из заданного временного периода. Во многом это определяется целями и задачами исследований, а также их временным периодом.

Математическая модель «Единая теплоснабжающая организация». На тепловом рынке поведение ЕТО определяется объемами получаемой прибыли в результате удовлетворения заданного спроса на ТЭ со стороны потребителей, при этом в функции цели наряду с затратами на производство тепловой энергии учитываются затраты, связанные с ее транспортировкой до каждого потребителя, руб.:

$$\Pi_{\tau}^{\text{ЕТО}} = w_{\tau} \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} - Z_{\tau}^{\text{Total}}, \quad (3.10)$$

где w_{τ} — цена тепловой энергии ЕТО, руб/Гкал; $Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}$ — объем производства тепловой энергии j -м источником тепла, Гкал/ч; $Z_{\tau}^{\text{Total}} = \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Z_{j\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) + Z_{\tau}^{\text{ТС}}(x_{\tau})$ — суммарные затраты, связанные с производством $\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Z_{j\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}})$ и транспортировкой $Z_{\tau}^{\text{ТС}}(x_{\tau})$ тепловой энергии, руб.; $x_{\tau} = x_{1\tau}, \dots, x_{n\tau}$, здесь $x_{i\tau}$ — расход теплоносителя на i -м участке тепловой сети, т/ч.

Затраты на производство тепловой энергии ИТ, руб., для любого момента времени τ можно представить в виде функциональной зависимости, которая имеет вид квадратичного соотношения относительно объема производства тепловой энергии [4]:

$$Z_{j\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) = \alpha_j (Q_{j\tau}^{\text{ИТ}})^2 + \beta_j (Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) + \gamma_j, \quad j \in J_{\text{ИТ}}, \quad (3.11)$$

где α_j , руб/(Гкал/ч)², β_j , руб/(Гкал/ч), γ_j , руб. — коэффициенты аппроксимации затратной характеристики ИТ.

Затраты на тепловые сети (ТС) включают в себя эксплуатационные (постоянные) расходы, затраты на перекачку теплоносителя

по тепловым сетям (переменные) и выражаются в виде следующей аналитической зависимости [2]:

$$Z_{\tau}^{\text{TC}}(x_{\tau}) = \sum_{i \in I} Z_{i\tau}^{\text{TC}}(x_{i\tau}) = F_1 + F_2 \sum_{i=1}^n (x_{i\tau}^2 |x_{i\tau}| s_i), \quad (3.12)$$

где F_1 — условно-постоянные затраты, руб.; F_2 — коэффициент условно-переменных затрат в ТС, руб.

Затраты на транспортировку тепловой энергии определяются исходя из оптимального потокораспределения в ТС. Математическая модель потокораспределения в матричном виде записывается следующим образом [2]:

$$\mathbf{A} \mathbf{x}_{\tau} = \mathbf{Q}_{\tau}; \quad (3.13)$$

$$\overline{\mathbf{A}}^{\text{T}} \overline{\mathbf{P}}_{\tau} = \mathbf{h}_{\tau} - \mathbf{H}_{\tau}; \quad (3.14)$$

$$\mathbf{h}_{\tau} = \mathbf{S} \mathbf{X}_{\tau} \mathbf{x}_{\tau}, \quad (3.15)$$

где \mathbf{A} — $(m-1) \times n$ — матрица соединений линейно независимых m узлов и n ветвей; \mathbf{x}_{τ} — вектор расходов, т/ч, на участках сети; \mathbf{Q}_{τ} — вектор массовых расходов, т/ч, в узлах; $\overline{\mathbf{A}}^{\text{T}}$ — транспонированная матрица соединений; $\overline{\mathbf{P}}_{\tau}$ — вектор узловых давлений, м вод. ст.; \mathbf{h}_{τ} — вектор гидравлических потерь, м вод. ст.; \mathbf{H}_{τ} — вектор действующих напоров, м вод. ст.; \mathbf{S} и \mathbf{X}_{τ} ($n \times n$) — диагональные матрицы порядка n , составленные из коэффициентов гидравлического сопротивления ветвей s ($\text{м} \cdot \text{ч}^2/\text{т}^2$) и абсолютных значений расходов на них $|x_{\tau}|$.

Одним из основных показателей, позволяющих достигнуть компромисса интересов между участниками теплоснабжения в ТСС, является равновесная цена производства и потребления тепловой энергии, которую можно выразить из экономического баланса ЕТО:

$$w_{\tau} \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} = w_{\tau}^{\text{ЖКХ}} \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{ЖКХ}}} Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} + \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{ПП}}} (w_{j\tau}^{\text{ПП}} Q_{j\tau}^{\text{ПП}}) + \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{ПП}^*}} (w_{j\tau}^{\text{ПП}^*} Q_{j\tau}^{\text{ПП}^*}), \quad (3.16)$$

где $w_{\tau}^{\text{ЖКХ}}$ — конечная цена на тепловую энергию для потребителей

ЖКХ, руб/Гкал; $\sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{ЖКХ}}} Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}}$ — суммарный объем потребления ТЭ

в ЖКХ, Гкал/ч.

Представим балансовое уравнение (3.16) без составляющей затрат на тепловые сети:

$$w_{\tau} \sum_{j \in J_{ИТ}} Q_{j\tau}^{ИТ} - Z_{\tau}^{ТC}(x_{\tau}) = w_{\tau}^{\text{ген.ЖКХ}} \sum_{j \in J_{\Pi}^{\text{ЖКХ}}} Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} + \sum_{j \in J_{\Pi}^{\text{ПП}}} (w_{j\tau}^{\text{ген.ПП}} Q_{j\tau}^{\text{ПП}}) + \sum_{j \in J_{\Pi}^{\text{ПП}^*}} (w_{j\tau}^{\text{ПП}^*} Q_{j\tau}^{\text{ПП}^*}), \quad (3.17)$$

где $w_{\tau}^{\text{ген.ЖКХ}} = w_{\tau}^{\text{ЖКХ}} - w_{\tau}^{\text{ТC}}$ — цена генерации ТЭ для потребителей ЖКХ, руб/Гкал; $w_{\tau}^{\text{ЖКХ}}$ — конечная цена на ТЭ для потребителей ЖКХ, руб/Гкал; $w_{j\tau}^{\text{ген.ПП}} = w_{j\tau}^{\text{ПП}} - w_{\tau}^{\text{ТC}}$ — цена генерации ТЭ для промышленных потребителей, подключенных к ТС, руб/Гкал; $w_{\tau}^{\text{ТC}}$ — цена транспортировки тепловой энергии, руб/Гкал,

$$w_{\tau}^{\text{ТC}} = \frac{Z_{\tau}^{\text{ТC}} x_{\tau}}{\sum_{j \in J_{ИТ}} Q_{j\tau}^{ИТ} - \sum_{j \in J_{\Pi}^{\text{ПП}^*}} Q_{j\tau}^{\text{ПП}^*}}. \quad (3.18)$$

Разделим и умножим левую часть уравнения (3.17) на $\sum_{j \in J_{ИТ}} Q_{j\tau}$ и выразим цену производства тепловой энергии, поставляемую ЕТО, относительно цен для потребителей:

$$W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}} = w_{\tau}^{\text{ген.ЖКХ}} \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} + \sum_{j \in J_{\Pi}^{\text{ПП}}} (w_{j\tau}^{\text{ген.ПП}} \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}}) + \sum_{j \in J_{\Pi}^{\text{ПП}^*}} (w_{j\tau}^{\text{ПП}^*} \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}^*}), \quad (3.19)$$

где $W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}} = \frac{w_{\tau} \sum_{j \in J_{ИТ}} Q_{j\tau}^{ИТ} - Z_{\tau}^{\text{ТC}}(x_{\tau})}{\sum_{j \in J_{ИТ}} Q_{j\tau}^{ИТ}}$ — равновесная цена генерации

тепловой энергии ЕТО, руб/Гкал; $\Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} = \frac{\sum_{j \in J_{\Pi}^{\text{ЖКХ}}} Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}}}{\sum_{j \in J_{ИТ}} Q_{j\tau}^{ИТ}}$ — доля потребления ТЭ потребителями

$$\text{ЖКХ}; \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}} = Q_{j\tau}^{\text{П}^*} / \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} \text{ и } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}^*} = Q_{j\tau}^{\text{ПП}^*} / \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} \text{ — доли}$$

потребления тепловой энергии промышленными потребителями, присоединенными к тепловым сетям и расположенными на коллекторах источника соответственно.

Для анализа экономического вклада в суммарную выручку источников тепла потребителями каждой категории необходимо знать, как соотносится цена покупки ТЭ для отдельно взятого потребителя с равновесной ценной производства ТЭ источниками. Для этого предлагается воспользоваться рыночными принципами формирования равновесия спроса и предложения. Известно, что в условиях рыночного ценообразования цена растет при снижении объемов покупки товара, и наоборот. В теплоснабжающей системе с разнородными категориями потребителей, имеющих различные спросовые характеристики, связь равновесной цены производства ТЭ с ценами ее потребления в явном виде может быть представлена относительно средней доли рынка $1/\theta$, где θ — число рассматриваемых категорий потребителей тепловой энергии. Такой подход позволяет определить «реперную точку», которая будет являться ориентиром для формализованного описания связи цен отдельно для рассматриваемых потребителей с равновесной ценой производства ТЭ источниками. Под «реперной точкой» понимается такое состояние поставок тепловой энергии ТСС, при котором для всех категорий потребителей цена на тепловую энергию будет равна равновесной цене генерации ТЭ. Это достигается тогда, когда рынок тепловой энергии равномерно распределяется между потребителями (т.е. доля потребления каждого из них равна $1/\theta$). Исходя из изложенного, уравнения связи между ценами генерации и потребления можно записать следующим образом:

для потребителей ЖКХ

$$w_{\tau}^{\text{ген.ЖКХ}} = \begin{cases} W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}} - W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}}(1 - \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}}), & \text{если } \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} > 1/\theta_{\tau}; \\ W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}} + W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}}(1 - \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}}), & \text{если } \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} < 1/\theta_{\tau}; \\ W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}}, & \text{если } \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} = 1/\theta_{\tau}; \end{cases} \quad (3.20)$$

для промышленных потребителей, подключенных к тепловым сетям,

$$w_{j\tau}^{\text{ген.ПП}} = \begin{cases} W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}} - W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}}(1 - \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}}), & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}} > 1/\theta_{\tau}; \\ W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}} + W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}}(1 - \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}}), & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}} < 1/\theta_{\tau}; \\ W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}}, & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}} = 1/\theta_{\tau}; \end{cases} \quad (3.21)$$

для промышленных потребителей, расположенных на коллекторах ИТ,

$$w_{j\tau}^{\text{ген.ПП}^*} = \begin{cases} W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}} - W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}}(1 - \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}^*}), & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}^*} > 1/\theta_{\tau}; \\ W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}} + W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}}(1 - \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}^*}), & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}^*} < 1/\theta_{\tau}; \\ W_{\tau}^{\text{ген.ЕТО}}, & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}^*} = 1/\theta_{\tau}. \end{cases} \quad (3.22)$$

Равновесие спроса и предложения тепловой энергии в условиях модели ЕТО определяется в процессе решения задачи получения максимальной суммарной прибыли ЕТО за весь рассматриваемый период времени $[\tau_0, T]$ с учетом ограничений на минимальный $Q_{j \min}^{\text{ИТ}}$ и максимальный $Q_{j \max}^{\text{ИТ}}$ объемы производства тепловой энергии j -м источником:

$$\sum_{\tau=\tau_0}^T \Pi_{\tau}^{\text{ЕТО}} = \sum_{\tau=\tau_0}^T \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} (w_{\tau} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) - \sum_{\tau=\tau_0}^T Z_{\tau}^{\text{Total}} \rightarrow \max; \quad (3.23)$$

$$Q_{j \min}^{\text{ИТ}} \leq Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} \leq Q_{j \max}^{\text{ИТ}}, \quad j \in J_{\text{ИТ}} \quad (3.24)$$

при условиях и ограничениях (3.7)—(3.9), (3.13)—(3.15) и (3.18)—(3.22).

Предложенная математическая модель ЕТО ориентирована на нахождение рыночного равновесия спроса и предложения тепловой энергии для условий свободного ценообразования (либерализованная модель ЕТО) и позволяет определять:

- оптимальное распределение тепловой нагрузки между источниками тепла, входящими в ЕТО;
- оптимальное потокораспределение в тепловой сети;
- объемы потребления тепловой энергии всеми категориями потребителей;
- равновесную цену производства тепловой энергии источниками, покупные цены по каждой группе потребителей;
- суммарные затраты, связанные с производством и транспортировкой тепловой энергии.

Предложенная математическая модель ЕТО позволяет учитывать регулирование тарифов для потребителей ЖКХ. Для этого в модель вносятся соответствующие для потребителей ЖКХ ограничения в виде равенств.

Для случая регулирования тарифа на уровне средних суммарных затрат

$$w_{\tau}^{\text{ЖКХ}} = \frac{\Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} Z_{\tau}^{\text{Total}}}{\sum_{j \in J_{\Pi}^{\text{ЖКХ}}} Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}}} = \frac{Z_{\tau}^{\text{Total}}}{\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}}. \quad (3.25)$$

Для случая регулирования тарифа на уровне маржинальных затрат

$$w_{\tau}^{\text{ЖКХ}} = Z_{j\tau}^{\text{ИТ}} \text{var}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) + Z_{\tau}^{\text{ТС}} \text{var}(x_{\tau}), \quad (3.26)$$

где $Z_{j\tau}^{\text{ИТ}} \text{var}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) = 2\alpha_j Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} + \beta_j$ — маржинальные затраты на производство тепла j -м источником; $Z_{\tau}^{\text{ТС}} \text{var}(x_{\tau}) = 3F_2 \sum_{i \in I} x_{i\tau}^2 s_i$ — маржинальные затраты на транспортировку тепловой энергии по тепловым сетям.

Для случая регулирования тарифа методом «альтернативная котельная»

$$w_{\tau}^{\text{ЖКХ}} = S^{\text{alt}}, \quad (3.27)$$

где S^{alt} — себестоимость производства тепловой энергии альтернативной котельной мощностью 10 Гкал/ч при сроке возврата капиталовложений 10 лет.

Поиск оптимальных показателей разработанной математической модели ЕТО для случаев свободного ценообразования и регулируемых тарифов базируется на применении метода покоординатной релаксации (метод покоординатного подъема) с последующим использованием внутри цикла методов избыточных проектных схем и простой итерации. Суть метода заключается в сведении задачи многомерной оптимизации к одномерной с пошаговой процедурой улучшения решений по объемам производства тепла всеми источниками, входящими в ЕТО.

Конкурентная модель теплоснабжения потребителей

Как и во многих других сферах хозяйственной деятельности, одной из возможных форм организации рынка в теплоснабжении может быть постепенная ориентация на создание конкурентных отношений. Данная модель в целом соответствует ситуации, складывающейся в городах, где существует несколько источников тепла, принадлежащих различным собственникам, при этом тепловые сети отделены от генерации тепла и должны быть объединены в единую

теплосетевую компанию. По положениям микроэкономики такая форма организации рынка ТЭ относится к олигополии (ограниченное число производителей, множество потребителей на рассматриваемом рынке) [5]. Конкуренция между ИТ возникает в случаях, связанных с избыточностью их суммарной мощности по сравнению с суммарным спросом (конкуренция предложения), наличием конкурентной угрозы строительства экономически эффективных новых ИТ (конкурентная угроза) или возможностью перехода потребителей из ТСС (конкуренция спроса) на альтернативный способ теплоснабжения (децентрализованный источник) [6].

Реализацию модели конкурентного рынка ТЭ можно представить в виде схемы, приведённой на рис. 3.7 [7]. Предпосылки, необходимые для формирования данной модели, должны включать в себя следующие основополагающие принципы:

- наличие двух и более ИТ, принадлежащих различным собственникам;



Рис. 3.7. Модель конкурентного рынка тепловой энергии

- объединение тепловых сетей (магистральные, распределительные и др.) различных форм собственности (частная, муниципальная и пр.) в единую теплосетевую компанию;
- наличие избытков по тепловым мощностям ИТ и резервам по пропускной способности ТС.

Взаимоотношения участников рынка выстраиваются по определенной схеме и заключаются в следующем. Теплосетевая компания, будучи регулируемой естественной монополией на рынке тепла, основываясь на результатах прогнозов спроса, осуществляет поставку тепловой энергии потребителям по тарифу, определяемому как сумма тарифов производства тепловой энергии ИТ и ее транспортировки от ИТ до потребителей. При этом цена закупки ТЭ не регулируется в связи с возможностью рыночного выбора поставщика (ИТ) теплосетевой компанией. Каждый ИТ производит такое количество тепловой энергии, которое максимизирует получаемую им прибыль при условии, что ИТ в совокупности покрывают заданный потребителями спрос на ТЭ и удовлетворяют желание потребителей платить за этот спрос, а теплосетевая компания минимизирует свои сетевые затраты с учетом физико-технических ограничений и оптимальных потоков теплоносителя в ТС.

Модель данного вида называется моделью «Единый закупщик» [7]. Широкое применение она получила в результате реформирования электроэнергетических рынков как в Европе, так и в России [6].

В настоящее время среди наиболее распространенных подходов для моделирования среднесрочного (или долгосрочного) прогнозирования возможных ситуаций в условиях олигопольного рынка можно выделить микроэкономическую модель Курно [8]. Она является одной из востребованных моделей для анализа функционирования и развития различных рынков, в том числе адекватных тепловому и электроэнергетическому рынкам. В отличие от краткосрочного прогнозирования (на уровне задач функционирования), когда ИТ могут манипулировать ценами, среднесрочное (или долгосрочное) прогнозирование (на уровне задач развития) характеризуется тем, что в перспективе ситуация на рынке прежде всего определяется имеющимися мощностями ИТ, следовательно, объемами ТЭ, которые ИТ могут поставить на рынок. В этом случае влияние на цену происходит опосредованно, через объёмы, а данный подход как раз и лежит в основе модели Курно.

Как правило, модель Курно учитывает лишь технологические особенности производителей, связанные с затратами на производство товара. Особенностью предлагаемой математической модели является учет также физико-технических и экономических свойств ТС.

Математическое моделирование конкурентного рынка тепловой энергии

При математическом моделировании ТСС в формате модели «Единый закупщик» принимаются те же основные зависимости для источников тепла и тепловых сетей, исходные положения моделирования ТСС и ее элементов, что были изложены выше.

Математическая модель источника тепла. При моделировании ИТ в условиях модели «Единый закупщик» предполагается, что в каждый момент времени $\tau = \tau_0, \dots, T$ ИТ оперируют своими объемами производства тепловой энергии $Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}, j \in J_{\text{ИТ}}$ и принимают свои решения одновременно, исходя из цены $w_{\tau}^{\text{ПП}}$, сложившейся в рассматриваемой ТСС, ограничений на объемы производства ТЭ и затрат на ее генерацию.

В условиях рынка, поведение j -го ИТ определяется выгодой (объемами прибыли), получаемой от производства ТЭ в каждый момент времени τ . Пусть $Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}$ — планируемый j -м производителем объем генерируемой тепловой энергии, тогда его прибыль, руб., составит

$$\Pi_{j\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) = w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} - Z_{j\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}), \quad (3.28)$$

где $w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})$ — цена на тепловую энергию, которая зависит от суммарного объема производства тепла всеми производителями; $Q_{\tau}^{\text{ИТ}} = \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}$.

Оптимальные значения объемов производства тепловой энергии ИТ определяются в процессе решения задачи и соответствуют получению максимальной суммарной прибыли за весь временной интервал $[\tau_0, T]$ для каждого j -го ИТ с учетом ограничений на объемы производства ТЭ:

$$\begin{aligned} & \sum_{\tau=\tau_0}^T \Pi_{j\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) = \\ & = \sum_{\tau=\tau_0}^T \left[w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} \right] - \sum_{\tau=\tau_0}^T Z_{j\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) \rightarrow \max; \quad (3.29) \end{aligned}$$

$$Q_{j \min}^{\text{ИТ}} \leq Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} \leq Q_{j \max}^{\text{ИТ}}. \quad (3.30)$$

Из анализа выражений (3.29), (3.30) нетрудно заметить, что рассматриваемая структура источников тепла $j \in J_{ИТ}$ адекватно описывается моделью Курно, а решение задачи в данном случае будет соответствовать равновесию по Нэшу [8].

Задача оптимизации затрат на тепловые сети. Математические модели тепловых сетей в непрерывной (задачи функционирования) и дискретной (задачи развития) постановках достаточно хорошо исследованы. Для математического описания задачи поиска минимальных затрат теплосетевой компанией воспользуемся следующей экстремальной задачей в непрерывной постановке [2]:

$$Z_{\tau}^{TC}(x_{\tau}) = \sum_{i=1}^n Z_{i\tau}^{TC}(x_{i\tau}) = F_1 + F_2 \sum_{i=1}^n (x_{i\tau}^2 |x_{i\tau}| s_i) \rightarrow \min; \quad (3.31)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_j \mathbf{x}_{\tau} = & Q_{j\tau}^{ИТ} - Q_{j\tau}^{ПП} - Q_{j\tau}^{ПП*} - \\ & - Q_{j\tau}^{ЖКХ}, \quad j \in J_{ИТ} \cap J_{\Pi}^{ЖКХ} \cap J_{\Pi}^{ПП} \cap J_{\Pi}^{ПП*}; \end{aligned} \quad (3.32)$$

$$\mathbf{A}_j \mathbf{x}_{\tau} = Q_{j\tau}^{ИТ}, \quad j \in J_{ИТ} \setminus J_{\Pi}^{ЖКХ} \cup J_{\Pi}^{ПП*} \cup J_{\Pi}^{ПП}; \quad (3.33)$$

$$\mathbf{A}_j \mathbf{x}_{\tau} = Q_{j\tau}^{ПП}, \quad j \in J_{\Pi}^{ПП} \setminus J_{ИТ} \cup J_{\Pi}^{ПП*} \cup J_{\Pi}^{ЖКХ}; \quad (3.34)$$

$$\mathbf{A}_j \mathbf{x}_{\tau} = Q_{j\tau}^{ПП*}, \quad j \in J_{\Pi}^{ПП*} \setminus J_{ИТ} \cup J_{\Pi}^{ПП} \cup J_{\Pi}^{ЖКХ}; \quad (3.35)$$

$$\mathbf{A}_j \mathbf{x}_{\tau} = Q_{j\tau}^{ЖКХ}, \quad j \in J_{\Pi}^{ЖКХ} \setminus J_{ИТ} \cup J_{\Pi}^{ПП} \cup J_{\Pi}^{ПП*}; \quad (3.36)$$

$$\mathbf{A}_j \mathbf{x}_{\tau} = 0, \quad j \in J_0; \quad (3.37)$$

$$\bar{\mathbf{A}}_i^T p_{\tau} = h_{i\tau} - H_{i\tau}, \quad i \in I, \quad (3.38)$$

где $\bar{\mathbf{A}}_i^T$ — транспонированная матрица соединений; $h_{i\tau}$ — потеря давления на i -м участке тепловой сети в момент времени τ , м вод. ст.; $H_{i\tau}$ — действующий напор на i -м участке тепловой сети в момент времени τ , м вод. ст.; $p_{\tau} = p_{1\tau}, \dots, p_{m\tau}$, здесь $p_{j\tau}$ — давление в j -м узле в момент времени τ , м вод. ст.

Поскольку каждая функция $Z_{i\tau}^{TC}(x_{i\tau})$ является строго выпуклой и коэрцитивной, т.е.

$$\lim_{|x_{i\tau}| \rightarrow \infty} Z_{i\tau}^{TC}(x_{i\tau}) = \infty, \quad (3.39)$$

следовательно, и целевая функция $Z_{\tau}^{\text{TC}}(x_{\tau})$ суммарных затрат в ТС является строго выпуклой и коэрцитивной. По альтернативе Фредгольма система уравнений (3.31)—(3.38) является разрешимой тогда и только тогда, когда для любого момента времени τ выполняется равенство

$$\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} - \sum_{j \in J_{\text{П}}} Q_{j\tau}^{\text{П}} = 0, \quad (3.40)$$

т.е. когда спрос равен предложению. Строго выпуклая коэрцитивная функция на замкнутом выпуклом подмножестве конечномерного пространства достигает своего минимума в единственной точке. Следовательно, задача поиска минимальных затрат на тепловые сети (3.31)—(3.38), для которой выполняется условие материального баланса (3.40), имеет единственное решение.

Будем считать вектор $Q_{\tau}^{\text{ИТ}} = (Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} : j \in J_{\text{ИТ}})$ внешним параметром в задаче оптимизации затрат на тепловые сети (3.31)—(3.38), т.е. будем ее решать при разных векторах $Q_{\tau}^{\text{ИТ}}$. Если выполняется материальный баланс (3.40), то на основе вышеизложенного однозначно определяются вектор оптимального потокораспределения $x_{\tau}^*(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})$ и минимальные затраты на ТС $Z_{\tau}^{\text{TC}}(x_{\tau}^*(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}))$. Введем в рассмотрение неявную функцию оптимального значения сетевых затрат $\varphi(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) = Z_{\tau}^{\text{TC}}(x_{\tau}^*(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}))$. Если материальный баланс не выполняется, то полагаем что $\varphi(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) \rightarrow +\infty$, в противоположном случае вычисляется тариф на транспортировку тепловой энергии, руб/Гкал, от ИТ до потребителей по следующей формуле:

$$w_{\tau}^{\text{TC}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) = \frac{\varphi(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})}{\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} - \sum_{j \in J_{\text{П}}} Q_{j\tau}^{\text{ПП}^*}}. \quad (3.41)$$

Математическая модель конкурентного рынка тепловой энергии. Одним из основных показателей, позволяющих достигнуть компромисса интересов участников теплоснабжения в ТСС, является равновесная цена производства тепловой энергии. Цену генерации

тепловой энергии ИТ $w_{\tau}^{\text{ИТ}}$ можно выразить из экономического баланса:

$$w_{\tau}^{\text{ИТ}} (Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} = w_{\tau}^{\text{ген.ЖКХ}} \sum_{j \in J_{\text{ЖКХ}}} Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} + \\ + \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{ПП}}} (w_{j\tau}^{\text{ген.ПП}} Q_{j\tau}^{\text{ПП}}) + \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{ПП}^*}} (w_{j\tau}^{\text{ПП}^*} Q_{j\tau}^{\text{ПП}^*}), \quad (3.42)$$

где $w_{\tau}^{\text{ген.ЖКХ}} = w_{\tau}^{\text{ЖКХ}} - w_{\tau}^{\text{ТС}}$ — цена генерации ТЭ для потребителей ЖКХ; $w_{\tau}^{\text{ЖКХ}}$ — конечная цена на ТЭ для потребителей ЖКХ;

$\sum_{j \in J_{\text{ЖКХ}}} Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}}$ — суммарный объем потребления ТЭ потребителями

ЖКХ; $w_{j\tau}^{\text{ген.ПП}} = w_{j\tau}^{\text{ПП}} - w_{\tau}^{\text{ТС}}$ — цена генерации ТЭ для промышленных потребителей, подключенных к ТС.

Разделим выражение (3.42) на суммарный объем производства тепла ИТ и получим среднюю равновесную цену генерации тепловой энергии:

$$w_{\tau}^{\text{ИТ}} (Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) = w_{\tau}^{\text{ген.ЖКХ}} \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} + \\ + \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{ПП}}} (w_{j\tau}^{\text{ген.ПП}} \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}}) + \sum_{j \in J_{\text{П}}^{\text{ПП}^*}} (w_{j\tau}^{\text{ПП}^*} \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}^*}), \quad (3.43)$$

где $\Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} = \frac{\sum_{j \in J_{\text{ЖКХ}}} Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}}}{\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}}$ — доля потребления ТЭ

потребителями ЖКХ; $\Theta_{j\tau}^{\text{ПП}} = \frac{Q_{j\tau}^{\text{ПП}}}{\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}}$ и $\Theta_{j\tau}^{\text{ПП}^*} =$

$= \frac{Q_{j\tau}^{\text{ПП}^*}}{\sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}}$ — доли потребления тепловой энергии промышленными потребителями, присоединенными к тепловым сетям и расположенными на коллекторах источника соответственно.

Использував принцип «реперной точки», запишем соотношения цен потребителей ТЭ и равновесной цены производства тепла ИТ.

Для потребителей ЖКХ

$$w_{\tau}^{\text{ген.ЖКХ}} = \begin{cases} w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) - w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})(1 - \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}}), & \text{если } \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} > 1/\theta_{\tau}; \\ w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) + w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})(1 - \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}}), & \text{если } \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} < 1/\theta_{\tau}; \\ w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}), & \text{если } \Theta_{\tau}^{\text{ЖКХ}} = 1/\theta_{\tau}. \end{cases} \quad (3.44)$$

Для промышленных потребителей, подключенных к тепловым сетям,

$$w_{j\tau}^{\text{ген.ПП}} = \begin{cases} w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) - w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})(1 - \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}*}), & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}*} > 1/\theta_{\tau}; \\ w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) + w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})(1 - \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}*}), & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}*} < 1/\theta_{\tau}; \\ w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}), & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}*} = 1/\theta_{\tau}. \end{cases} \quad (3.45)$$

Для промышленных потребителей, расположенных на коллекторах ИТ,

$$w_{j\tau}^{\text{ПП}} = \begin{cases} w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) - w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})(1 - \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}}), & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}} > 1/\theta_{\tau}; \\ w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}) + w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}})(1 - \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}}), & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}} < 1/\theta_{\tau}; \\ w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{\tau}^{\text{ИТ}}), & \text{если } \Theta_{j\tau}^{\text{ПП}} = 1/\theta_{\tau}. \end{cases} \quad (3.46)$$

В результате математическая постановка задачи поиска равновесия спроса и предложения тепловой энергии в условиях конкурентного рынка принимает следующий вид.

Требуется найти

$$\begin{aligned} & \sum_{\tau=\tau_0}^T P_{j\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) = \\ & = \sum_{\tau=\tau_0}^T w_{\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}})Q_{j\tau}^{\text{ИТ}} - \sum_{\tau=\tau_0}^T Z_{j\tau}^{\text{ИТ}}(Q_{j\tau}^{\text{ИТ}}) \rightarrow \max, \quad j \in J_{\text{ИТ}} \end{aligned} \quad (3.47)$$

при условиях и ограничениях (3.7)—(3.9), (3.31)—(3.38), (3.41), (3.43)—(3.46).

Рассматриваемая модель ориентирована на нахождение объемов производства тепла, цен производства и покупки ТЭ, при которых ИТ имеют максимальную прибыль, потребители готовы покупать произведенное количество тепла по сложившейся конъюнктуре цен, а теплосетевая компания обеспечивает доставку этого количества тепла от источников до потребителей с минимальными затратами на тепловые сети.

Решение задачи поиска оптимального распределения тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в условиях несовпадающих интересов с использованием разработанной модели осуществляется комбинированным методом. Он базируется на применении игрового последовательного итерационного процесса (процесса нащупывания по Курно [8]) с использованием внутри цикла метода избыточных проектных схем с последующим применением метода простой итерации.

Идея разработанной методики поиска решения задачи заключается в ее сведении к задаче одномерной оптимизации отдельно взятого источника тепла при фиксированных объемах производства других источников с последующей проверкой полученных решений на условие их соответствия равновесию Курно—Нэша.

Исследования теплового рынка г. Ангарска на основе разработанных математических моделей

Теплоснабжение жилищного фонда, объектов социально-культурной сферы, а также промышленных предприятий г. Ангарска осуществляется от трех теплоэлектроцентралей ПАО «Иркутскэнерго»: участок № 1 ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1); ТЭЦ-9 и ТЭЦ-10.

Схема теплоснабжения г. Ангарска — тупиковая, двухтрубная, с открытым водозабором из теплосети на горячее водоснабжение. Подключение системы отопления к теплосети производится по зависимой схеме. Горячее водоснабжение выполнено по открытой схеме и осуществляется путем отбора теплоносителя в тепловых пунктах жилых домов. Теплоносителем является перегретая вода, регулирование производится по центральному графику с расчетной температурой теплоносителя 150—70 °С.

Расчетная схема теплоснабжения г. Ангарска изображена на рис. 3.8 и состоит из 1273 участков и 1242 узлов. Число обобщенных потребителей на схеме представлено 534 узлами, из которых 533 узла соответствуют потребителям с фиксированными тепловыми нагрузками (потребители ЖКХ и общественного сектора), подключенными к теп-

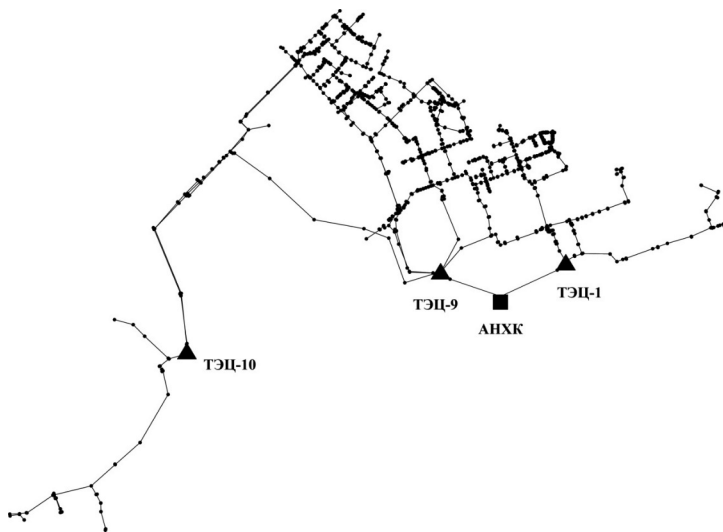


Рис. 3.8. Расчетная схема теплоснабжающей системы г. Ангарска

ловым сетям, и один узел — ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» (АНХК), которая присоединена к коллекторам ТЭЦ-1 и ТЭЦ-9 с функцией спроса на тепловую энергию, зависящего только лишь от цены генерации тепловой энергии.

Расчет ТСС проводился для пяти возможных вариантов организации рынка тепловой энергии г. Ангарска:

- *вариант 1* — модель «Единая теплоснабжающая организация», свободное ценообразование;
- *вариант 2* — модель «Единая теплоснабжающая организация», регулирование тарифа для потребителей ЖКХ на уровне средних суммарных затрат;
- *вариант 3* — модель «Единая теплоснабжающая организация», регулирование тарифа для потребителей ЖКХ на уровне маржинальных затрат;
- *вариант 4* — модель «Единая теплоснабжающая организация», регулирование тарифа для потребителей ЖКХ на основе метода «альтернативная котельная»;
- *вариант 5* — модель «Единый закупщик», конкурентный рынок.

Основные расчетные показатели ТСС г. Ангарска для каждого варианта представлены в табл. 3.4.

Полученные при исследовании системы теплоснабжения г. Ангарска интегральные технико-экономические показатели позволяют сде-

Таблица 3.4. Расчетные технико-экономические показатели ТЭС г. Ангарска

Показатель	Вариант				
	1	2	3	4	5
Объем производства тепловой энергии, млн Гкал	7,39	7,68	9,08	9,42	8,50
В том числе генерируемой:					
ТЭЦ-1	1,10	1,54	1,57	1,68	2,43
ТЭЦ-9	4,24	4,21	5,21	5,46	3,74
ТЭЦ-10	2,05	1,93	2,30	2,27	2,33
Затраты на производство тепловой энергии ТЭЦ-1, млрд руб.	0,66	0,80	0,82	0,87	1,15
В том числе:					
переменные (топливные)	0,35	0,47	0,51	0,56	0,84
условно-постоянные	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Затраты на производство тепловой энергии ТЭЦ-9, млрд руб.	1,99	2,02	2,33	2,43	1,81
В том числе:					
переменные (топливные)	1,24	1,27	1,58	1,68	1,06
условно-постоянные	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Затраты на производство тепловой энергии ТЭЦ-10, млрд руб.	0,71	0,69	0,80	0,79	0,82
В том числе:					
переменные (топливные)	0,51	0,49	0,40	0,39	0,62
условно-постоянные	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Сетевые затраты, млрд руб.	1,27	0,73	0,88	0,63	1,67
Суммарные затраты, млрд руб.	4,63	4,24	4,83	4,71	5,45

Показатель	Вариант				
	1	2	3	4	5
Себестоимость производства ТЭ ТЭЦ-1, руб/Гкал	590,9	519,4	522,3	515,3	473,2
Себестоимость производства ТЭ ТЭЦ-9, руб/Гкал	469,3	479,8	447,2	443,9	483,9
Себестоимость производства ТЭ ТЭЦ-10, руб/Гкал	346,3	357,5	347,8	348,3	351,9
Средняя себестоимость производства ТЭ, руб/Гкал	454,6	457,0	435,0	433,6	444,7
Объем потребления тепловой энергии потребителями ЖКХ, млн Гкал	6,46	6,46	6,46	6,46	6,46
Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями, млн Гкал	0,93	1,22	2,62	2,96	2,04
Цена для промышленного потребителя, руб/Гкал	965,1	947,3	835,1	789,4	859,3
Цена для потребителей ЖКХ, руб/Гкал	733,2	512,9	260,2	876,6	695,2
В том числе:					
цена генерации	536,6	399,9	218,5	780,92	436,7
цена транспортировки	196,9	113,0	41,7	95,98	258,5
Равновесная цена генерации, руб/Гкал	590,5	486,8	396,4	783,5	537,1
Прибыль ТЭЦ -1, млрд руб. (%)					0,15 (12,2)
Прибыль ТЭЦ -9, млрд руб. (%)	1,00 (17,7)	0,21 (4,7)	-0,96 (-19,8)	3,29 (40,5)	0,19 (9,5)
Прибыль ТЭЦ -10, млрд руб. (%)					0,43 (34,4)

лать выводы о том, что самым предпочтительным для производителей тепловой энергии (получают наибольшую прибыль) является вариант 4, который, в свою очередь, невыгоден для потребителей (самый высокий тариф на тепловую энергию).

Для потребителей ЖКХ самым оптимальным является вариант 3, для которого характерны наименьшие уровни тарифов. В то же время этот вариант неэффективен для производителей, так как они несут убытки.

Конкурентный рынок (вариант 5) является компромиссным вариантом как для потребителей, так и для производителей тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Ангарска. Ввиду того, что на рынке ТЭ г. Ангарска действует ограниченное число источников тепловой энергии (рынок является олигопольным), относительная надбавка (средний индекс Лернера) в равновесной цене достаточно высока и приближена к таковой для монополистического рынка. Изменение данной ситуации возможно только при условии вхождения новых игроков (источников тепловой энергии) на рынок тепла. С учетом этого следует отметить, что эффект от конкуренции (когда равновесная цена будет снижаться до уровня предельных издержек) может достигаться в городах, где действует сравнительно большое число крупных источников, например в Москве (11 крупных источников тепла) и Санкт-Петербурге (10 крупных источников тепла) и др.

Результаты расчета ТСС по либерализованной модели «Единая теплоснабжающая организация» (вариант 1) показали, что в этих условиях критерии, отражающие интересы производителей и потребителей тепловой энергии, крайне противоположны, но при этом оптимальное решение по рыночному равновесию спроса и предложения существует.

Применение модели ЕТО + «альтернативная котельная» (вариант 4), принятой в России, не может быть обоснованным решением. По своей сути она увеличивает финансовую нагрузку на потребителей в раз- мере большем, чем либерализованная модель ЕТО (вариант 1).

Оптимальным вариантом организации рынка тепловой энергии г. Ангарска представляется модель «Единая теплоснабжающая организация» с регулированием тарифа для потребителей ЖКХ на уровне средних суммарных затрат. Такая форма рынка ТЭ позволяет достигнуть наибольшего экономического эффекта в ТСС и максимально сбалансировать интересы ее участников.

Результаты выполненных расчетов показали, что без проведения предварительных исследований невозможно определить наиболее эффективную организационную модель теплового рынка. В связи с этим необходимо иметь универсальный инструментарий, позволяющий выполнять анализ и оценивать эффективность различных орга-

низационных форм теплоснабжения потребителей, из которых может быть выбрана компромиссная модель рынка тепловой энергии для всех участвующих в теплоснабжении сторон.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы.

1. Сформулированы основные принципы формирования рынка тепловой энергии, соответствующие двум организационным моделям: «Единая теплоснабжающая организация» (рынок естественной монополии) и «Единый закупщик» (конкурентный рынок тепловой энергии). В связи с большим разнообразием рынков тепловой энергии в России рекомендовать единую форму организации теплоснабжения потребителей для всех регионов не представляется возможным. Она должна быть обоснована в результате выполнения специальных расчетов, для чего предлагаются методический и вычислительный инструментарии.

2. Для расчета и оценки эффективности организационных структур «Единая теплоснабжающая организация» и «Единый закупщик» с наличием регулятора или без него предложены универсальные математические модели, обеспечивающие получение решения, удовлетворяющего рыночному равновесию спроса и предложения на тепловую энергию, а в случае модели «Единый закупщик» — равновесию по Нэшу. В каждом конкретном случае они позволяют определить тип рынка тепловой энергии. В качестве научно-методической базы для них приняты основополагающие принципы теории игр, базовые положения микроэкономики, модели и методы теории гидравлических цепей.

3. Результаты выполненных практических исследований реальной ТСС г. Ангарска для различных форм организации рынка тепловой энергии показали, что наиболее предпочтительной для потребителей и эффективной для поставщиков ТЭ является форма ЕТО с регулированием тарифа для потребителей ЖКХ на уровне средних суммарных затрат. Принятый в первом чтении Федеральный закон о введении модели ЕТО + «альтернативная котельная» представляет собой наиболее дорогую форму организации теплоснабжения потребителей. По стоимости тепловой энергии она даже превосходит либеральную рыночную модель. Поэтому встает вопрос о целесообразности введения в реальную практику такой модели.

4. Из результатов проведенных исследований по модели «Единый закупщик» следует, что введение конкурентной модели рынка тепла с ограниченным числом источников малоэффективно ввиду того, что эти рынки являются олигопольными.

Список литературы

1. **Кудрявый В.В.** Национализировать нельзя реформировать / В.В. Кудрявый // Энергетика и промышленность России. 2015. № 2(17). С. 9—11.
2. **Меренков А.П.** Теория гидравлических цепей / А.П. Меренков, В.Я. Хасилев. М.: Наука, 1985.
3. **Сеннова Е.В.** Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем / Е.В. Сеннова, В.Г. Сидлер. Новосибирск: Наука, 1987.
4. **Пеньковский А.В.** Оптимальное распределение нагрузки между источниками тепла на основе модели Курно / А.В. Пеньковский, В.А. Стенников, О.В. Хамисов // Теплоэнергетика. 2015. № 8. С. 62—71.
5. **Бусыгин В.П.** Микроэкономика — третий уровень / В.П. Бусыгин, Е.В. Желободько, А.А. Цыплаков. Новосибирск: Новосибирский государственный университет, 2003.
6. **Беляев Л.С.** Проблемы электроэнергетического рынка / Л.С. Беляев. Новосибирск: Наука, 2009.
7. **Гительман Л.Д.** Энергетический бизнес / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. М.: Дело, 2006.
8. **Мулен Э.** Теория игр с примерами из математической экономики: пер. с франц. / Э. Мулен. М.: Мир, 1985.

3.4. ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ДИСКРЕТНО-НЕПРЕРЫВНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК*

*А.М. Клер, доктор технических наук, профессор; П.В. Жарков, кандидат
технических наук; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск*

Основные положения. Современные теплоэнергетические установки (ТЭУ) представляют собой сложные технические системы. Поэтому одним из основных способов их исследования является применение методов математического моделирования и оптимизации. Значительное число работ, выполненных в различных странах, посвящено нелинейным методам оптимизации непрерывно изменяющихся параметров ТЭУ, к которым относятся термодинамические параметры цикла (температура и давление рабочего тела в разных точках технологической схемы), расходы рабочего тела, мощности турбомашин и др. Кроме того, непрерывно изменяющимися параметрами являются многие конструктивные характеристики элементов технологической схемы ТЭУ: наружные и внутренние диаметры теплообменных труб; их продольные и поперечные шаги; ширина, глубина и высота топочной камеры парового котла и др.

Среди методов решения указанных задач можно выделить различные методы направленного перебора вариантов [1—6] и градиентные методы [7—9]. Методы первой группы имеют более простые алгоритмы и хорошую устойчивость вычислительного процесса, но позволяют решать относительно несложные задачи (не более 15 оптимизируемых параметров). При применении методов второй группы можно оптимизировать 100 и более параметров, но эти методы имеют весьма сложные алгоритмы, проблемы с устойчивостью вычислительного процесса и требуют значительных вычислительных ресурсов.

Существенно более сложные нелинейные задачи оптимизации параметров ТЭУ — это задачи, в которых часть параметров изменяется непрерывно, а другая часть — дискретно (в частности, эта группа параметров может принимать целые значения). К задачам данного типа относятся задачи, в которых используются различные варианты так называемой «избыточной» схемы, когда задается «избыточная» технологическая схема ТЭУ, включающая в себя все возможные элементы, а реальная схема получается из «избыточной»

* Представлены результаты исследований, выполненных по гранту РНФ (проект № 16-19-10174).

исключением неэффективных элементов [10]. При этом каждому i -му элементу, который может быть исключен, в соответствие ставится оптимизируемый параметр z_i , изменяющийся в интервале $[0, 1]$. При $z_i = 0$ элемент исключен из схемы (все материальные и энергетические потоки, связывающие i -й элемент с другими элементами схемы, равны 0), а при $z_i = 1$ элемент включен в схему. Дробные значения z_i в интервале $0 < z_i < 1$ не имеют физического смысла, однако возможны вычисления функций при этих значениях, что позволяет определить производные целевой функции и ограничений-неравенств конечно-разностными методами. Это дает возможность использовать для решения задачи с непрерывно-дискретными параметрами эффективные градиентные методы.

Другой вид задач с непрерывно-дискретными параметрами имеет место в том случае, когда часть конструктивных характеристик может принимать только целые значения. Например, целыми значениями задаются число труб в теплообменном аппарате, число рядов в этих трубах по ходу поперечно омывающего эти трубы теплоносителя и др.

В задачах оптимизации режимов тепловых электрических станций целые значения принимают параметры, определяющие состояние оборудования (работа, пуск, остывание, холодное состояние) в различные моменты времени. При этом в качестве непрерывных параметров служат электрические и тепловые мощности энергогенерирующего оборудования и др.

В работе [11] на основе анализа особенностей оптимизационной задачи нелинейного математического программирования (НЛП) ТЭУ с непрерывными параметрами были сформулированы требования к эффективным методам и алгоритмам решения таких задач. Суть их состоит в следующем. Задачи оптимизации ТЭУ имеют относительно небольшое число оптимизируемых параметров и ограничений-неравенств (десятки и сотни) по сравнению с типичными задачами линейного программирования (ЛП). В то же время системы нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений, описывающие протекающие в элементах ТЭУ процессы и технологические связи между этими элементами, включают в себя сотни и тысячи уравнений. Решение этих систем сопряжено со значительными вычислительными трудностями. Поэтому методы и алгоритмы решения оптимизационных задач будут тем эффективнее, чем меньше обращений к расчету технологической схемы, т.е. к решению систем нелинейных уравнений, потребуется. Отсюда возникла идея на каждой итерации оптимизационного процесса использовать информацию о целевой функции и ограничениях-неравенствах, полученную

не только на текущей, но и на предыдущих итерациях. Здесь имеются в виду значения целевой функции, функций ограничений-неравенств и их первых производных. Указанные значения запоминаются и используются при решении специальных вспомогательных задач линейного программирования для определения оптимального направления спуска в градиентном методе. Это позволяет решить оптимизационную задачу с меньшим числом обращений к расчету технологической схемы. Опыт решения достаточно большого числа задач оптимизации различных ТЭУ показал эффективность данного подхода.

В настоящей работе аналогичные идеи используются для создания эффективного метода решения нелинейной задачи оптимизации ТЭУ со смешанными (непрерывными и дискретными) параметрами. Следует отметить, что для решения смешанной задачи линейного программирования существуют достаточно эффективные методы (в частности, метод ветвей и границ [12]). Поэтому настоящая работа основана на запоминании информации о производных целевой функции и ограничений-неравенств, а также решении на основе этой информации на каждой итерации вспомогательной смешанной задачи линейного программирования. При целых значениях переменных на определенном этапе решения указанной линейной задачи проводится решение задачи нелинейного программирования. Таким образом организован итерационный процесс решения нелинейной задачи с непрерывными и дискретными оптимизируемыми параметрами.

Постановка задачи НЛП оптимизации ТЭУ. В общем виде нелинейная задача оптимизации со смешанным (дискретно и непрерывно изменяющимся) составом оптимизируемых параметров имеет следующую постановку:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}) \rightarrow \min \quad (3.47)$$

при условиях

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}) = 0; \quad (3.48)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}) \geq 0; \quad (3.49)$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \bar{\mathbf{x}}; \quad (3.50)$$

$$\underline{\mathbf{z}} \leq \mathbf{z} \leq \bar{\mathbf{z}}; \quad (3.51)$$

$$\mathbf{z}_l \in D_l, \quad l = 1, \dots, h, \quad (3.52)$$

где f — критерий оптимальности (целевая функция); \mathbf{x} — вектор непрерывно изменяющихся оптимизируемых параметров; \mathbf{z} — вектор дискретно изменяющихся (в частности, целочисленных) оптимизируемых параметров; \mathbf{y} — вектор вычисляемых параметров; \mathbf{H} —

векторная система нелинейных ограничений-равенств; \mathbf{g} — векторная система нелинейных ограничений-неравенств; $\underline{\mathbf{x}}$, $\overline{\mathbf{x}}$ — вектора, которыми задаются верхняя и нижняя границы изменения соответствующий компонентом вектора \mathbf{x} ; $\underline{\mathbf{z}}$, $\overline{\mathbf{z}}$ — вектора, которыми задаются верхняя и нижняя границы изменения соответствующий компонентом вектора \mathbf{z} ; D_l — дискретное множество допустимых значений l -й компоненты вектора \mathbf{z}_l .

При оптимизации ТЭУ в качестве целевой функции принимаются расход топлива на производство единицы электрической энергии (показатель термодинамической эффективности), приведенные затраты (показатель экономической эффективности) и др.

Вектором непрерывно изменяющихся оптимизируемых параметров могут обозначаться: давления, температуры или энтальпии и расходы рабочих тел и теплоносителей в различных точках технологической схемы; геометрические размеры топки и конвективных газоходов парового котла; диаметры и шаги труб в теплообменных аппаратах и др.

Вектором дискретно изменяющихся (в частности, целочисленных) оптимизируемых параметров для ТЭУ могут выражаться: число труб в теплообменниках и другие конструктивные характеристики элементов схемы, которые могут принимать только целые значения, а также вспомогательные параметры, соответствующие составу выключенных элементов «избыточной» схемы, и др.

Вектором вычисляемых параметров могут быть представлены: температуры и напряжения металла в элементах ТЭУ; механические мощности турбомашин; термодинамические параметры в различных точках схемы и др.

В векторную систему нелинейных ограничений-равенств входят уравнения материального и энергетического балансов по элементам схемы, уравнения, описывающие процессы расширения и сжатия рабочих тел, теплопередачи, горения органического топлива и другие явления, протекающие в элементах технологической схемы. Заметим, что размерности вектора \mathbf{u} и системы \mathbf{H} совпадают.

Векторная система нелинейных ограничений-неравенств для ТЭУ включает в себя: верхние границы напряжений металла теплообменных труб, сопловых и рабочих лопаток турбомашин; нижние границы конечных температурных напоров теплообменных аппаратов; максимальные и минимальные (или верхние и нижние пределы) температуры процессов в топках и газогенераторах и др.

Заметим, что при заданных \mathbf{x} и \mathbf{z} из системы \mathbf{H} может быть определен вектор \mathbf{u} (например, с использованием методов Ньютона, Зейделя или других итерационных методов решения системы нелиней-

ных алгебраических и трансцендентных уравнений). Будем считать, что существует векторная функция вида

$$\mathbf{Y} = \mathbf{H}^{-1}(\mathbf{x}, \mathbf{z}). \quad (3.53)$$

Подставив (3.53) в (3.47) и (3.48), получим следующую формулировку оптимизационной задачи:

$$\min_{\mathbf{x}, \mathbf{z}} f(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{H}^{-1}(\mathbf{x}, \mathbf{z})) = F(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \quad (3.54)$$

при условии

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{z}, \mathbf{H}^{-1}(\mathbf{x}, \mathbf{z})) = \mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \geq 0 \quad (3.55)$$

и условиях (3.50)—(3.52).

В дальнейшем в работе будет рассматриваться задача в виде (3.54) с условиями (3.50)—(3.52), (3.55). Назовем ее задачей I. Задача II будет иметь формулировку в виде (3.54) с условиями (3.50), (3.51) и (3.55). Задача II совпадает с задачей I за исключением требований целочисленности компонентов вектора \mathbf{z} [см. (3.52)]. Задачей III будем считать задачу, в которой вектор \mathbf{z} исключается из состава оптимизируемых параметров [при этом его компоненты принимают целые значения, соответствующие условиям (3.51) и (3.52)]. Задача III имеет формулировку в виде

$$F(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \rightarrow \min \quad (3.56)$$

при условиях (3.50) и (3.55).

Содержательное описание метода. Решение смешанной задачи НЛП (задачи I) начинается с решения задачи НЛП, в которой все оптимизируемые параметры считаются непрерывно изменяющимися (задача II). Если последняя задача не имеет допустимого решения, то его не имеет исходная смешанная задача. В противном случае (допустимое решение существует) в точке этого решения проводится линейризация целевой функции и ограничений-неравенств с использованием выражения

$$\varphi_{lin} = \varphi_0 + \sum_{i=1}^{NN} (x_i - x_i^0) \cdot \left(\frac{\partial \varphi}{\partial x_i} \right)^0 + \sum_{j=1}^{NC} (z_j - z_j^0) \cdot \left(\frac{\partial \varphi}{\partial z_j} \right)^0, \quad (3.57)$$

где NN , NC — числа непрерывных и целочисленных оптимизируемых параметров; индексом «0» обозначены функции, их производные и параметры, относящиеся к точке, в которой производится линейризация

Для теплоэнергетических установок, описываемых сложными системами нелинейных уравнений, единственным эффективным методом определения частных производных служит конечно-разностный метод. С использованием линейризации целевой функции и ограничений-неравенств решается смешанная задача ЛП при том же

составе оптимизируемых параметров (непрерывных и целочисленных), что и в исходной задаче НЛП. Формулировка этой задачи имеет следующий вид:

$$F_{lin}^0(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \rightarrow \min$$

при условиях

$$\mathbf{G}_{lin}^0(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \geq 0;$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \overline{\mathbf{x}};$$

$$\underline{\mathbf{z}} \leq \mathbf{z} \leq \overline{\mathbf{z}};$$

$$\mathbf{z}_l \in D_l, \quad l = 1, \dots, NC.$$

В точке ее решения определяются целочисленные оптимизируемые параметры $\mathbf{z}_j^1, j = 1, \dots, NC$. При фиксированных значениях \mathbf{z}_j^1 решается задача НЛП по оптимизации непрерывных параметров (задача II). Обозначим ее решение через $\mathbf{x}_i^1, i = 1, \dots, NN$.

В точке с параметрами $(\mathbf{z}^1, \mathbf{x}^1)$ проводится линейризация целевой функции и ограничений-неравенств. При этом линейризованные ограничения-неравенства, коэффициенты и свободные члены которых были найдены в точке $(\mathbf{z}^1, \mathbf{x}^1)$, добавляются к ограничениям-неравенствам, коэффициенты и свободные члены которых были получены в точке $(\mathbf{z}^0, \mathbf{x}^0)$. Таким образом, число рассматриваемых ограничений-неравенств увеличивается в 2 раза. В качестве целевой функции в новой задаче используется минимальное среди всех максимальных значений двух линейризованных в точках $(\mathbf{z}^0, \mathbf{x}^0)$ и $(\mathbf{z}^1, \mathbf{x}^1)$ исходных целевых функций. Для указанных целевой функции и ограничений-неравенств решается линейная задача. Обозначим оптимальное значение вектора \mathbf{z} в этой задаче через \mathbf{z}^2 . Далее решим задачу III при фиксированных целочисленных параметрах \mathbf{z}^2 . В результате получим оптимальное значение непрерывных оптимизируемых параметров \mathbf{x}^2 .

В точке с параметрами $(\mathbf{z}^2, \mathbf{x}^2)$ проводится линейризация. К имеющимся линейным ограничениям-неравенствам, определенным в точках $(\mathbf{z}^0, \mathbf{x}^0)$ и $(\mathbf{z}^1, \mathbf{x}^1)$, добавляются линейные неравенства, полученные в точке $(\mathbf{z}^2, \mathbf{x}^2)$. В качестве целевой функции в формируемой смешанной задаче ЛП выступает минимальное среди всех максимальных значений линейризованной в точках 0,1, 2 исходной целевой функции. Рассмотренный выше процесс повторяется до тех пор, пока

значение целевой функции, получаемое при решении смешанной линейной задачи, не совпадет с требуемой точностью со значением целевой функции, найденным при решении нелинейной задачи на одной из итераций. Обозначим номер этой итерации через i . Тогда параметры \mathbf{z}^i и \mathbf{x}^i и будут решением смешанной нелинейной задачи.

Предлагаемый метод решения базируется на предположении, что задача II относится к классу задач выпуклого нелинейного программирования, т.е. множество допустимых решений, полученных с учетом условий (3.50), (3.51) и (3.55), является выпуклым множеством и наряду с двумя своими любыми точками содержит все точки отрезка прямой линии, их соединяющей. Целевая функция $F(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ является выпуклой, и отрезок прямой, соединяющей две любые точки графика функции, проходит над этим графиком. Известно [13], что для выпуклого множества любое построенное из линеаризованных ограничений-неравенств множество будет включать в себя исходное множество. При этом в точках линеаризации значения линейных и нелинейных ограничений-неравенств совпадают. Графики линейных функций, полученные в результате линеаризации выпуклой целевой функции F , будут проходить ниже графика этой функции. Если имеется несколько линеаризаций F , построенных в разных точках, то исходная целевая функция в любой точке будет не менее любой из линеаризованных. При этом в точках, где проводилась линеаризация, значения исходной целевой функции и линеаризованной совпадают. Значение целевой функции в точках решения смешанных задач ЛП будет всегда больше значения целевой функции в точке решения задачи I.

Следует отметить, что процесс оптимизации организован (за счет добавления на каждой итерации новых линеаризаций ограничений-неравенств и целевой функции) таким образом, что значение целевой функции в точке решения смешанной задачи ЛП (на каждой итерации) увеличивается; причем это увеличение прекращается лишь при достижении точки решения смешанной задачи НЛП. Решение смешанной задачи ЛП с каждой итерацией все точнее соответствует решению смешанной задач НЛП в области оптимального решения.

В ходе указанного оптимизационного процесса возможна ситуация, когда а) на двух соседних итерациях при решении смешанной задачи линейного программирования получаются одни и те же оптимальные значения целочисленных параметров, б) разность между наименьшим значением целевой функции в задаче НЛП и наибольшим значением целевой функции в задаче ЛП больше требуемой точности. Чтобы избежать закливания, в этой ситуации предлагается проводить нелинейный расчет целевой функции и ограничений-неравенств в точке решения задачи ЛП, осуществлять линеаризацию ука-

занных функций, добавлять соответствующие ограничения к ранее найденным и повторно решать задачу ЛП. При этом в новой точке решения задачи ЛП может измениться значение вектора целочисленных оптимизируемых параметров. Это позволяет избежать закливания процесса. Но даже если вектор целочисленных оптимизируемых параметров не изменится, то в точке решения задачи ЛП увеличится значение целевой функции, поскольку старое решение будет «отсекаться» новыми ограничениями. Такой процесс может повторяться до тех пор, пока разность решения задачи НЛП и текущего решения задачи ЛП не окажется менее требуемой точности оптимизационного расчета.

Математическое описание алгоритма, реализующего предлагаемый метод решения смешанной задачи НЛП. Алгоритм решения задачи I состоит из следующих шагов.

1. Выполняется поиск допустимой точки решения задачи II в постановке

$$x^{\text{всп}} \rightarrow \max$$

при условиях

$$G(\mathbf{x}, \mathbf{z}) - x^{\text{всп}} E \geq 0;$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \overline{\mathbf{x}};$$

$$\underline{\mathbf{z}} \leq \mathbf{z} \leq \overline{\mathbf{z}};$$

$$-\gamma \leq x^{\text{всп}} \leq \gamma,$$

где $x^{\text{всп}}$ — вспомогательный параметр; γ — достаточно большое число; E — единичная матрица.

Обозначим значение $x^{\text{всп}}$ в точке решения этой задачи через $\hat{x}^{\text{всп}}$. Отметим, что γ должно быть подобрано таким образом, чтобы выполнялось условие $-\gamma < \hat{x}^{\text{всп}} < \gamma$. Если $x^{\text{всп}} > 0$, то решение задачи II существует, переходим к шагу 2. В противном случае отсутствует решение задачи II, а следовательно, и задачи I. Процесс решения прекращается.

2. Решается задача II в следующей постановке:

$$F(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \rightarrow \min$$

при условиях

$$G(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \geq 0;$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \overline{\mathbf{x}};$$

$$\underline{\mathbf{z}} \leq \mathbf{z} \leq \overline{\mathbf{z}}.$$

Обозначим решение этой задачи через $(\mathbf{x}^0, \mathbf{z}^0)$. Зададим номеру итерации t значение, равное 0.

3. Проводится линеаризация целевой функции и ограничений-неравенств в точке $(\mathbf{x}^t, \mathbf{z}^t)$. Указанные линейные функции определяются из выражений

$$\begin{aligned}
 F_{lin}^t(\mathbf{x}, \mathbf{z}) &= \\
 &= F^t(\mathbf{x}^t, \mathbf{z}^t) + \sum_{i=1}^{NN} \frac{\partial F(\mathbf{x}^t, \mathbf{z}^t)}{\partial \mathbf{x}_i} (\mathbf{x}_i - \mathbf{x}_i^t) + \sum_{j=1}^{NC} \frac{\partial F(\mathbf{x}^t, \mathbf{z}^t)}{\partial \mathbf{z}_j} (\mathbf{z}_j - \mathbf{z}_j^t); \\
 g_{lin}^t(\mathbf{x}, \mathbf{z}) &= \\
 &= g_\rho(\mathbf{x}^t, \mathbf{z}^t) + \sum_{i=1}^{NN} \frac{\partial g_\rho(\mathbf{x}^t, \mathbf{z}^t)}{\partial \mathbf{x}_i} (\mathbf{x}_i - \mathbf{x}_i^t) + \sum_{j=1}^{NC} \frac{\partial g_\rho(\mathbf{x}^t, \mathbf{z}^t)}{\partial \mathbf{z}_j} (\mathbf{z}_j - \mathbf{z}_j^t), \\
 &\quad \rho = 1, \dots, M,
 \end{aligned}$$

где M — число ограничений-неравенств в системе \mathbf{G} .

Обозначим линейную систему ограничений-неравенств через $\mathbf{G}_{lin}^t(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \geq 0$.

4. Решается следующая смешанная задача ЛП (задача IV) в постановке

$$x^{\text{всп}} \rightarrow \min$$

при условиях

$$x^{\text{всп}} - F_{lin}^q(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \geq 0, \quad q = 0, \dots, t;$$

$$\mathbf{G}_{lin}^q(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \geq 0, \quad q = 0, \dots, t;$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \overline{\mathbf{x}};$$

$$\underline{\mathbf{z}} \leq \mathbf{z} \leq \overline{\mathbf{z}};$$

$$\mathbf{z}_l \in D_l, \quad l = 1, \dots, \delta.$$

Если решение этой задачи отсутствует, то не будет целого решения и у задачи I. Это значит, что множество точек, определяемое при условиях (3.50), (3.51) и (3.55), не содержит ни одного вектора \mathbf{z} , отвечающего условию (3.52), и расчет по алгоритму закончен. Значение вектора \mathbf{x} в точке решения этой задачи обозначим через \mathbf{x}_{lin}^{t+1} , значение

вектора \mathbf{z} — через \mathbf{z}_{lin}^{t+1} , а значение $F_{lin}^q(\mathbf{x}_{lin}^{t+1}, \mathbf{z}_{lin}^{t+1})$, $q \in \{0, \dots, t\}$ — через F_{lin}^{t+1} .

5. Если $t = 0$, то осуществляется переход к шагу 6.

Если существует такое целое $\Theta \in [1, t]$, что выполняются условия

$$F^0 = \min \{F^1, \dots, F^t\};$$

$$F^0 - F_{lin}^{t+1} \leq \varepsilon,$$

здесь ε — требуемая точность решения задачи I, то параметры $(\mathbf{x}^0, \mathbf{z}^0)$ считаются решением задачи I. Решение смешанной задачи НЛП найдено.

При условии $\mathbf{z}_{lin}^{t+1} = \mathbf{z}_{lin}^t$ проводится расчет нелинейной целевой функции и нелинейной системы ограничений в точке $(\mathbf{x}_{lin}^{t+1}, \mathbf{z}_{lin}^{t+1})$. Определяются $F(\mathbf{x}^{t+1}, \mathbf{z}^{t+1})$, $\mathbf{G}(\mathbf{x}^{t+1}, \mathbf{z}^{t+1})$. При $\mathbf{G}(\mathbf{x}^{t+1}, \mathbf{z}^{t+1}) \geq 0$ в точке $(\mathbf{x}_{lin}^{t+1}, \mathbf{z}_{lin}^{t+1})$ линейризуется целевая функция и вводится ограничение $x^{\text{всп}} + F_{lin}^{t+1}(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \geq 0$, это ограничение учитывается и в задаче IV, которая повторно решается. Возвращаемся к шагу 4, если некоторые ограничения $\mathbf{g}_j^{t+1}(\mathbf{x}, \mathbf{z}) < 0$ линейрируются в точке $(\mathbf{x}_{lin}^{t+1}, \mathbf{z}_{lin}^{t+1})$. Линейризованные уравнения добавляются в подсистему $\mathbf{G}_{lin}^q(\mathbf{x}, \mathbf{z}) \geq 0$, размерность подсистемы увеличивается на число введенных ограничений, и осуществляется возврат к шагу 4.

6. Определяется наличие допустимой точки в задаче III. Для этого решается задача НЛП с формулировкой

$$x^{\text{всп}} \rightarrow \max$$

при условиях

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{z}^{t+1}) - x^{\text{всп}} \mathbf{E} \geq 0;$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \overline{\mathbf{x}};$$

$$-\gamma \leq x^{\text{всп}} \leq \gamma.$$

Обозначим вспомогательный параметр в точке решения этой задачи через $\tilde{x}^{\text{всп}}$, вектор \mathbf{x} в той же точке через $\tilde{\mathbf{x}}$, а вектор \mathbf{G} через

$\tilde{\mathbf{G}}$. Если $x^{\text{всп}} > 0$, то задача III имеет допустимое решение и переходим к шагу 7. В противном случае переходим к шагу 8.

7. Решается задача III в постановке

$$F(\mathbf{x}, \mathbf{z}^{t+1}) \rightarrow \min$$

при условиях

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{z}^{t+1}) \geq 0;$$

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \mathbf{x} \leq \bar{\mathbf{x}}.$$

Обозначим вектор \mathbf{x} в точке решения этой задачи через \mathbf{x}^{t+1} , целевую функцию через F^{t+1} , а значения вектора ограничений-неравенств через \mathbf{G}^t . Увеличим t на единицу. Переходим к шагу 3.

8. Полагаем $\mathbf{x}^{t+1} = \tilde{\mathbf{x}}$, $\mathbf{G}^{t+1} = \tilde{\mathbf{G}}$, увеличиваем t на единицу. Переходим к шагу 3.

Пример. Для демонстрации применения метода решения задач оптимизации ТЭУ с непрерывно и дискретно изменяющимися оптимизируемыми параметрами приведем пример решения задачи оптимизации параметров ПГУ со смешением рабочих тел (схема STIG). Установка включает в себя газовую турбину, воздушный компрессор, камеру сгорания и барабанный котел-утилизатор, где получается пар, который направляется в камеру сгорания (рис.3.9). Котел-утилизатор состоит из трех теплообменных поверхностей: перегревательной, испарительной и экономайзерной.

Рассмотрим используемые в расчетах математические модели элементов ПГУ-STIG.

В математической модели *газовой турбины* заданными считаются расход G^T , входное $p_{\text{ВХ}}^T$ и выходное $p_{\text{ВЫХ}}^T$ давления, а также температура газовой смеси на входе $T_{\text{ВХ}}^T$. Кроме того, задаются механический $\eta_{\text{М}}^T$ и адиабатный $\eta_{\text{а}}^T$ КПД турбины. Целью расчёта является определение механической мощности на валу турбины PW^T и температуры газов на выходе $T_{\text{ВЫХ}}^T$. В расчете газовой турбины используются следующие выражения:

$$T_{\text{а}}^T = \frac{T_{\text{ВХ}}^T}{(p_{\text{ВХ}}^T/p_{\text{ВЫХ}}^T)^{k_{\text{а}} - 1/k_{\text{а}}}};$$

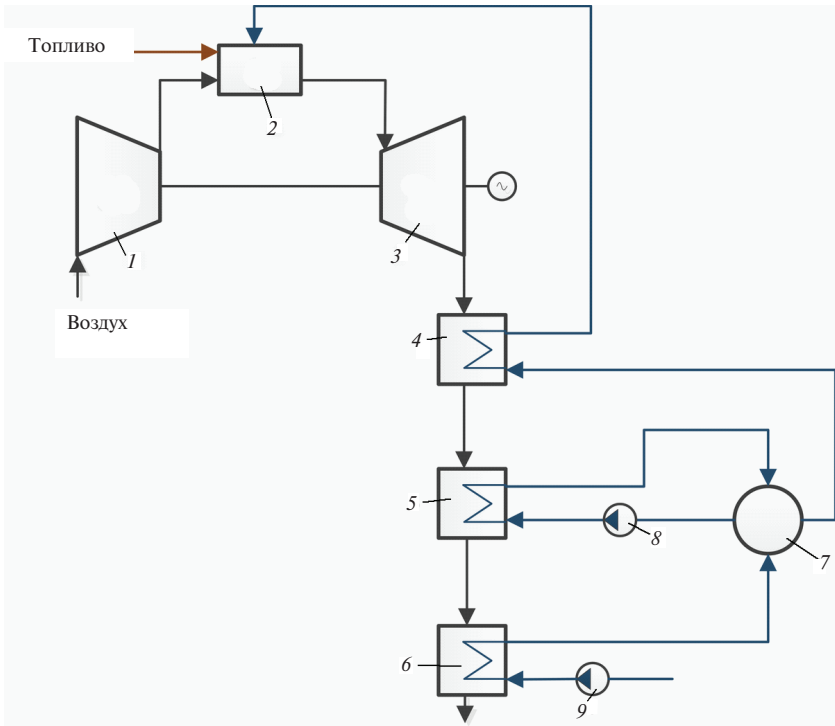


Рис. 3.9. Технологическая схема ПГУ-STIG:

1 — воздушный компрессор; 2 — камера сгорания; 3 — газовая турбина; 4 — пароперегреватель; 5 — испаритель; 6 — экономайзер; 7 — барабан-сепаратор; 8 — циркуляционный насос; 9 — питательный насос

$$I_a^T = \Omega_1(T_a^T);$$

$$I_{\text{ВЫХ}}^T = I_{\text{ВХ}}^T - (I_{\text{ВХ}}^T - I_a^T)\eta_a^T;$$

$$T_{\text{ВЫХ}}^T = \Omega_2(I_{\text{ВЫХ}}^T);$$

$$PW^T = \eta_M^T G_{\text{ВЫХ}}^T (I_{\text{ВХ}}^T - I_{\text{ВЫХ}}^T),$$

где Ω_1 , Ω_2 — функции, описывающие зависимость температуры от энтальпии; k_a — показатель адиабаты.

В модели компрессора заданными считаются расход G^K , входное $p_{\text{ВХ}}^K$ и выходное $p_{\text{ВЫХ}}^K$ давления, а также температура воздуха на входе

$T_{\text{ВХ}}^{\text{К}}$. Кроме того, задаются механический $\eta_{\text{М}}^{\text{К}}$ и адиабатный $\eta_{\text{а}}^{\text{К}}$ КПД компрессора. Целью расчёта является определение механической мощности на валу компрессора $PW^{\text{К}}$ и температуры воздуха на выходе $T_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}}$. Расчет компрессора выполняется по следующим выражениям:

$$T_{\text{а}}^{\text{К}} = \frac{T_{\text{ВХ}}^{\text{К}}}{(p_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}}/p_{\text{ВХ}}^{\text{К}})^{k_{\text{а}} - 1/k_{\text{а}}}};$$

$$I_{\text{а}}^{\text{К}} = \Omega_3(T_{\text{а}}^{\text{К}});$$

$$I_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}} = I_{\text{ВХ}}^{\text{К}} + (I_{\text{а}}^{\text{К}} - I_{\text{ВХ}}^{\text{К}})\eta_{\text{а}}^{\text{К}};$$

$$T_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}} = \Omega_4(I_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}});$$

$$PW^{\text{К}} = \eta_{\text{М}}^{\text{К}} G_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}} (I_{\text{ВХ}}^{\text{К}} - I_{\text{ВЫХ}}^{\text{К}}),$$

где Ω_3, Ω_4 — функции, описывающие зависимость температуры от энтальпии.

Математическая модель *камеры сгорания* ориентирована на определение расхода воздуха, необходимого для обеспечения заданной температуры продуктов сгорания, $G_{\text{ВОЗ}}^{\text{К.С}}$. При этом задаются: расход $B_{\text{Г}}$ и состав топливного газа, а также энтальпия $I_{\text{ВХ.ВОЗ}}^{\text{К.С}}$, давление воздуха, поступающего из компрессора. Расчет камеры сгорания осуществляется с помощью следующих выражений:

$$G_{\text{ВЫХ}}^{\text{К.С}} N_2 = G_{\text{ВХ.ВОЗ}}^{\text{К.С}} (1 - \mu_{\text{O}_2});$$

$$G_{\text{ВЫХ}}^{\text{К.С}} O_2 = (G_{\text{ВХ.ВОЗ}}^{\text{К.С}} - G_{\text{ВХ.СТ.ВОЗ}}^{\text{К.С}}) \mu_{\text{O}_2};$$

$$G_{\text{ВЫХ}}^{\text{К.С}} CO_2 = \mu_{CO_2} B_{\text{Г}} (1 - \alpha_{\text{T}}) / \mu_{CH_4};$$

$$G_{\text{ВЫХ}}^{\text{К.С}} H_2O = G_{\text{ВХ}}^{\text{К.С}} H_2O + \mu_{H_2O} B_{\text{Г}} (1 - \alpha_{\text{T}}) / \mu_{CH_4};$$

$$G_{\text{ст.воз}}^{\text{к.с}} = \mu_{\text{O}_2} \frac{2B_{\Gamma}}{\mu_{\text{CH}_4}} \mu_{\text{O}_2};$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{H}}^{\text{p}} B_{\Gamma} (1 - \alpha_{\text{T}}) \alpha_{\text{c}} + G_{\text{воз}}^{\text{к.с}} I_{\text{вх.воз}}^{\text{к.с}} + B_{\Gamma} I_{\text{вх}}^{\text{к.с}} \text{CH}_4 = \\ = G_{\text{N}_2}^{\text{к.с}} I_{\text{вх}}^{\text{к.с}} \text{N}_2 + G_{\text{O}_2}^{\text{к.с}} I_{\text{вх}}^{\text{к.с}} \text{O}_2 + G_{\text{CO}_2}^{\text{к.с}} I_{\text{вх}}^{\text{к.с}} \text{CO}_2 + G_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{к.с}} I_{\text{вх}}^{\text{к.с}} \text{H}_2\text{O}, \end{aligned}$$

где Q_{H}^{p} — низшая теплота сгорания топлива; α_{T} — коэффициент механического недожога топлива; α_{c} — коэффициент химического недожога.

Математическая модель *барабана-сепаратора* используется для расчета расхода пара, выходящего из барабана, $G_{\text{вых}}^{\text{c}}$ и расхода питательной воды, поступающей в барабан, $G_{\text{вх}}^{\text{c}}$ при заданных входной и выходной энтальпиях испарительного контура котла, а также заданном давлении в барабане. Модель включает в себя уравнения теплового и материального балансов барабана-сепаратора:

$$G_{\text{вых}}^{\text{c}} = G_{\text{исп}}^{\text{c}} \frac{I_{\text{исп.вых}}^{\text{c}} - (I')^{\text{c}}}{(I'')^{\text{c}} - I_{\text{вх}}^{\text{c}}};$$

$$G_{\text{вых}}^{\text{c}} = G_{\text{вх}}^{\text{c}},$$

где $(I')^{\text{c}}$ — параметры воды на линии насыщения; $(I'')^{\text{c}}$ — параметры пара на линии насыщения.

Модель *насоса* предназначена для определения мощности, требуемой для привода насоса и увеличения в нем энтальпии воды. Исходными данными при этом являются: расход воды G^{H} , напор насоса Δp^{H} , энтальпия $I_{\text{вх}}^{\text{H}}$ и давление воды на входе $p_{\text{вх}}^{\text{H}}$, внутренний относительный $\eta_{\text{o}}^{\text{H}}$ и механический $\eta_{\text{M}}^{\text{H}}$ коэффициенты полезного действия. Модель включает в себя уравнение энергетического баланса, основанное на определении работы «проталкивания» PW^{H} , и равенства, отражающие материальный баланс по воде:

$$PW^H = \frac{G^H \Delta p^H v}{\eta_{oi}^H \eta_M^H};$$

$$I_{\text{ВЫХ}}^H = (I_{\text{ВХ}}^H + \Delta p^H v) / \eta_{oi}^H;$$

$$p_{\text{ВЫХ}}^H = p_{\text{ВХ}}^H + \Delta p^H,$$

где v — удельный объем воды.

Математические модели конвективных теплообменников системы охлаждения продуктов сгорания котла ориентированы на определение температуры и давления $p_{\text{ВЫХ.Г}}^{\text{тб}}$ газа на выходе, выходного давления нагреваемого теплоносителя $p_{\text{ВЫХ.В}}^{\text{тб}}$, площади поверхности теплообмена $S^{\text{тб}}$, массы труб $m^{\text{тб}}$ и других конструктивных характеристик. На базе этих моделей проводятся тепловой, гидравлический и аэродинамический расчеты, находятся температура металла труб и действующие в металле механические напряжения. Исходными данными для моделей являются температура и давление $p_{\text{ВХ.Г}}^{\text{тб}}$ газа на входе, расход $G_{\text{В}}^{\text{тб}}$ и термодинамические параметры нагреваемого теплоносителя на входе и его выходная энтальпия $I_{\text{ВЫХ.В}}^{\text{тб}}$, конструктивные характеристики.

Так как коэффициент теплоотдачи от труб тепловоспринимающих поверхностей к нагреваемой среде $\alpha_{\text{В}}$ значительно зависит от фазового состояния среды (нагретая до кипения вода, пароводяная смесь, перегретый пар), то при тепловом расчете конвективных теплообменников отдельно рассматриваются три зоны — экономайзерная, испарительная и перегревательная. Состав зон в данном теплообменнике определяется на основе анализа параметров нагреваемой среды на его входе и выходе.

Тепловой расчет конвективных теплообменников сводится к решению системы уравнений, состав которых зависит от того, какие зоны имеются в теплообменнике. В эту систему входят уравнения теплового баланса и теплопередачи каждой зоны:

$$G_{\text{Г}}^{\text{тб}} (I_{\text{ВХ.Г}}^{\text{тб}} - I_{\text{ВЫХ.Г}}^{\text{тб}}) / \eta^{\text{тб}} = G_{\text{В}}^{\text{тб}} (I_{\text{ВЫХ.В}}^{\text{тб}} - I_{\text{ВХ.В}}^{\text{тб}});$$

$$G_{\text{В}}^{\text{тб}} (I_{\text{ВЫХ.В}}^{\text{тб}} - I_{\text{ВХ.В}}^{\text{тб}}) = k \Delta T S^{\text{тб}};$$

$$k = \zeta \frac{\alpha_{\Gamma} \alpha_{\text{В}}}{\alpha_{\Gamma} + \alpha_{\text{В}}};$$

$$\alpha_{\Gamma} = \alpha_{\text{поп}} \beta_{\text{поп}} + \alpha_{\text{пр}} (1 - \beta_{\text{поп}});$$

$$\alpha_{\text{поп}} = \Omega_5(\text{Re}, \text{Pr}, \lambda);$$

$$\alpha_{\text{пр}} = \Omega_6(\text{Re}, \text{Pr}, \lambda);$$

$$\beta_{\text{поп}} = l_{\Sigma \text{ поп}}^{\text{тб}} / l_{\Sigma}^{\text{тб}};$$

$$p_{\text{ВЫХ.}\Gamma}^{\text{тб}} = p_{\text{ВХ.}\Gamma}^{\text{тб}} - \Delta p_{\Gamma};$$

$$p_{\text{ВЫХ.В}}^{\text{тб}} = p_{\text{ВХ.В}}^{\text{тб}} - \Delta p_{\text{В}};$$

$$\Delta p_{\Gamma} = \Omega_7(A, B, p_{\Gamma}^{\text{тб}}, T_{\Gamma}^{\text{тб}});$$

$$\Delta p_{\text{В}} = \Omega_8(w_{\text{В}}, p_{\text{В}}^{\text{тб}}, T_{\text{В}}^{\text{тб}});$$

$$m^{\text{ТВ}} = \Omega_9(Z_{\text{лт}}, Z_{\text{тр}}, Z_{\text{пар}}),$$

где k — коэффициент теплопередачи; ζ — коэффициент тепловой эффективности; Ω_7, Ω_8 — функции, описывающие зависимости аэродинамического и гидравлического сопротивлений теплообменника от различных параметров; Ω_9 — функция, описывающая зависимость массы металла труб теплообменника от конструктивных характеристик; $\beta_{\text{поп}}$ — доля длины труб с поперечным омыванием; ΔT — температурный напор; A — ширина газохода; B — высота газохода; w — скорость; $Z_{\text{лт}}$ — число параллельно включенных лент; $Z_{\text{тр}}$ — число труб в ленте; $Z_{\text{пар}}$ — число пар рядов лент по ходу газа.

При использовании математической модели теплообменника вычисляются компоненты массива ограничений на его параметры, учитываются допустимые нормы температурных напоров на входе, выходе теплообменника и выходе воды из экономайзерной зоны, расхода нагреваемого теплоносителя, температуры и действующих напряжений металла труб, скоростей греющего и нагреваемого теплоносителя.

Каждую из теплообменных поверхностей котла-утилизатора можно представить (с некоторыми упрощениями) так, как изображено на рис. 3.10.

Упрощенное представление теплообменной поверхности заключается в том, что осевые линии труб рассматриваются состоящими из

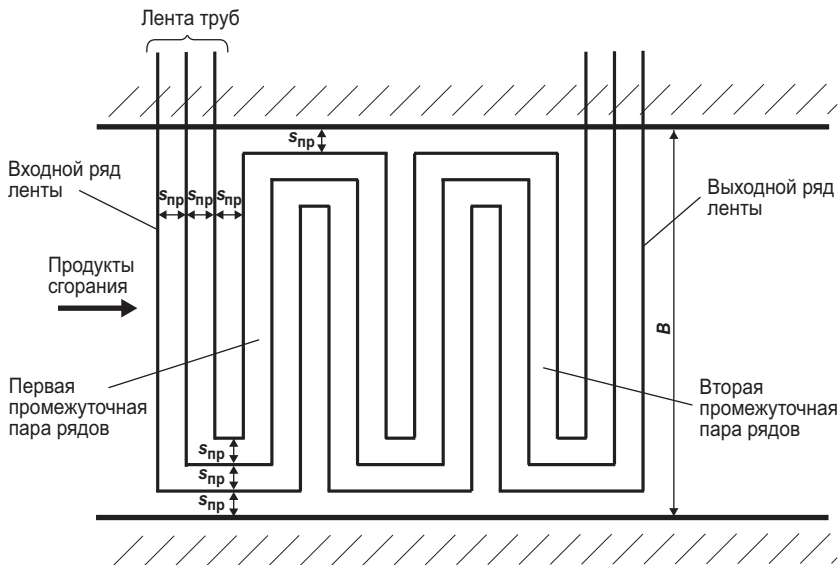


Рис. 3.10. Продольный разрез теплообменной поверхности

вертикальных и горизонтальных участков, соединенных под прямым углом. Считается, что шаги между горизонтальными и вертикальными участками одинаковы и равны $s_{пр}$. Трубы, лежащие в плоскости, представленной на рис. 3.10, объединены в ленту. На рис. 3.10 в ленту входят три трубы. Число параллельно включенных лент $Z_{лт}$ определяется шириной газохода A и шагами между лентами $s_{поп}$.

При коридорном расположении труб связь между указанными параметрами имеет вид

$$s_{поп} = A/Z_{лт}.$$

При шахматном расположении труб можно записать

$$s_{поп} = \frac{2A}{Z_{лт} + 1}.$$

Принято, что исходя из удобства эксплуатации и монтажа вход в трубы и выход из них осуществляются с одной стороны газохода. Считается, что целыми числами выражаются число труб в ленте $Z_{тр}$, число лент $Z_{лт}$ и число пар рядов лент по ходу газа $Z_{пар}$. В каждом ряду лент имеется $Z_{тр}$ рядов труб. На рис. 3.10 лента имеет три пары рядов по ходу газа. Заметим, что лента всегда имеет входной и выходной ряды и промежуточные пары рядов (см. рис. 3.10).

Следует отметить, что каждая лента теплообменной поверхности может состоять только из входного и выходного рядов или из входного ряда, нескольких промежуточных пар рядов и выходного ряда. В первом случае число промежуточных пар рядов равно нулю.

Достаточно очевидно, что при принятых предположениях суммарная длина продольно оmyаемых участков труб во входном и выходном рядах ленты определяется по формуле

$$l_{\text{пр}}^{\Sigma \text{ВХ}+\text{ВЫХ}} = \left(\sum_{i=1}^{Z_{\text{тр}}} i \right) s_{\text{пр}} = Z_{\text{тр}}^2 s_{\text{пр}}.$$

Суммарная длина поперечно оmyаемых участков труб в этих же рядах составляет

$$l_{\text{поп}}^{\Sigma \text{ВХ}+\text{ВЫХ}} = 2Z_{\text{тр}}B - 2 \left(\sum_{i=1}^{Z_{\text{тр}}} i \right) s_{\text{пр}} = 2Z_{\text{тр}}B - (Z_{\text{тр}}^2 + Z_{\text{тр}})s_{\text{пр}}.$$

Суммарная длина участков труб промежуточных пар рядов с продольным оmyанием вычисляется в виде

$$l_{\text{пр}}^{\Sigma} = 2 \left(\sum_{i=1}^{Z_{\text{тр}}} i \right) s_{\text{пр}} Z_{\text{пар}} = 2Z_{\text{пар}}s_{\text{пр}}Z_{\text{тр}}^2.$$

Участки труб промежуточных пар рядов с поперечным оmyанием имеют следующую суммарную длину:

$$l_{\text{поп}}^{\Sigma} = 2Z_{\text{пар}}Z_{\text{тр}}[B - (Z_{\text{тр}} + 1)s_{\text{пр}}].$$

В качестве целевой функции при оптимизации ПГУ-STIG служат приведенные затраты, определяемые следующим образом:

$$Z_{\text{пр}} = (k_{\text{н}} + \psi)K + I_{\text{т}};$$

$$I_{\text{т}} = B_{\text{т.год}}c_{\text{т}};$$

$$K = k_{\text{н.об}}k_{\text{ст}}[k_{\text{теп}}(m^{\text{эк}}c^{\text{эк}} + m^{\text{исп}}c^{\text{исп}} + m^{\text{пер}}c^{\text{пер}}) + (PW^{\text{т}}c^{\text{т}} + PW^{\text{к}}c^{\text{к}} + PW^{\text{н}}c^{\text{н}}) + c^{\text{эл}}PW_{\text{п}}],$$

где $k_{\text{н}}$ — коэффициент нормативной эффективности капиталовложений; ψ — доля годовых условно-постоянных издержек; K — суммарные капиталовложения; $I_{\text{т}}$ — годовые топливные издержки; $B_{\text{т.год}}$ — годовой расход топлива; $c_{\text{т}}$ — стоимость топлива; $k_{\text{н.об}}$ — доля стоимости неучтенного оборудования; $k_{\text{ст}}$ — доля затрат на строитель-

ство и монтаж оборудования; $k_{\text{теп}}$ — доля дополнительных затрат на теплообменные поверхности от стоимости теплообменных труб; $m^{\text{эк}}, m^{\text{исп}}, m^{\text{пер}}$ — массы труб экономайзерной, испарительной и пароперегревательной поверхностей; $c^{\text{эк}}, c^{\text{исп}}, c^{\text{пер}}$ — стоимости труб экономайзерной, испарительной и пароперегревательной поверхностей; $PW^{\text{T}}, PW^{\text{K}}, PW^{\text{H}}$ — мощности турбины, компрессора, насоса; $c^{\text{T}}, c^{\text{K}}, c^{\text{H}}$ — удельные стоимости турбины, компрессора, насоса; $c^{\text{эл}}$ — удельная стоимость электрооборудования; $PW_{\text{п}}$ — полезная электрическая мощность ПГУ.

К непрерывно изменяющимся оптимизируемым параметрам относятся расход топлива, идущего в камеру сгорания, давление газа на выходе из газовой турбины, давление пара на входе в камеру сгорания. При этом расход пара определяется из теплового баланса испарительной поверхности нагрева. Давление и температура газа на входе в газовую турбину задаются.

В качестве ограничений-неравенств принимаются: неотрицательность тепловосприятости всех поверхностей нагрева котла-утилизатора; ограничения по максимальным температурам и механическим напряжениям металла всех теплообменников. Кроме того, задаются давление продуктов сгорания на выходе из экономайзерной поверхности нагрева, а также нижний предел полезной электрической мощности, допустимые значения перепадов давлений пара и воздуха на входе в камеру сгорания, перепада давлений пароводяной смеси из испарительной поверхности и давления пара на выходе из барабана-сепаратора.

На основе разработанных математических моделей элементов ПГУ с помощью программно-вычислительного комплекса «Система машинного построения программ» (СМПП) [14] сформирована математическая модель установки.

Для оптимизационных расчетов была использована информация, представленная в табл. 3.5 и 3.6.

Расчеты проводились для трех значений цены топлива [100, 200 и 300 долл./(10^3 м^3)].

В табл. 3.7 представлен ход итерационного процесса решения оптимизационной задачи. Как видно из данных табл. 3.7, значение целевой функции при решении задачи НЛП на итерации 4 равно 9914,1 тыс. долл., при этом значение целевой функции при решении задачи ЛП на итерации 3 составило 9910,6 тыс. долл. Таким образом, разница между достигнутым значением целевой функции и его линейной оценкой составляет 3,5 тыс. долл., это свидетельствует о том, что оптимальное решение найдено с высокой точностью.

Таблица 3.5. Исходные данные, используемые при оптимизации ПГУ

Показатель	Значение
$PW_{\text{П}}$, МВт	40
τ , ч/год	6000
$Q_{\text{н}}^{\text{P}}$, МДж/кг	50
$c^{\text{исп}}$, $c^{\text{пер}}$, тыс. долл/т	40,3
$c^{\text{ЭК}}$, тыс. долл/т	27,3
$c^{\text{к}}$, долл/кВт	58,5
$c^{\text{т}}$, долл/кВт	78.0
$c^{\text{эл}}$, долл/кВт	100
$k_{\text{теп}}$, %	50
$k_{\text{ст}}$, %	36
$k_{\text{н.об}}$, %	30

Таблица 3.6. Предельные границы значений дискретных параметров

Показатель	Минимальное значение	Максимальное значение
$Z_{\text{пар}}^{\text{пер}}$	0	4
$Z_{\text{лт}}^{\text{пер}}$	20	200
$Z_{\text{тр}}^{\text{пер}}$	1	3
$Z_{\text{пар}}^{\text{исп}}$	0	5
$Z_{\text{лт}}^{\text{исп}}$	25	200
$Z_{\text{тр}}^{\text{исп}}$	1	3
$Z_{\text{пар}}^{\text{ЭК}}$	0	7
$Z_{\text{лт}}^{\text{ЭК}}$	30	200
$Z_{\text{тр}}^{\text{ЭК}}$	1	3

Число возможных сочетаний дискретно изменяющихся параметров равно $2,3 \cdot 10^9$, что делает совершенно невозможным применение методов сплошного перебора. При использовании «обычного» метода ветвей и границ для решения этой задачи необходимо проведение около 50 оптимизационных расчетов технологической схемы. При

Таблица 3.7. Итерационный процесс решения смешанной дискретно-непрерывной задачи [НЛП при цене топлива 100 долл/(10³ м³)]

Номер итерации	Значение целевой функции при решении нелинейной задачи (задачи III), тыс. долл.	Значение целевой функции при решении линейной задачи (задачи IV), тыс. долл.
1	10 243,3	9536,4
2	9929,1	9909,1
3	9929,8	9910,6
4	9914,1	—

Примечание. Значение целевой функции при решении нелинейной задачи (задачи II) составляет 9837,4 тыс. долл.

применении предлагаемого метода решения задачи с дискретно-непрерывными оптимизируемыми параметрами потребовалось всего четыре оптимизационных расчета технологической схемы (см. табл. 3.7), что свидетельствует об эффективности метода для оптимизации энергетических установок.

В результате оптимизационных расчетов были получены данные, приведенные в табл. 3.8. Как видно из данных табл. 3.8, с ростом цены топлива повышаются и КПД ПГУ, и удельные капиталовложения. При этом КПД изменяется в диапазоне 46,33—48,63 %, а удельные капиталовложения — в диапазоне 632—692 долл/кВт. С ростом цены топлива наибольшее увеличение площади поверхности нагрева имеется у экономайзера, в меньшей степени — у пароперегревателя. Испарительная поверхность при этом растет незначительно.

В заключение отметим: современные теплоэнергетические установки являются сложными технологическими системами и принятие обоснованных решений при их исследовании возможно лишь с использованием методов математического моделирования и нелинейной оптимизации параметров. При этом наиболее сложной является смешанная задача оптимизации, в которой часть оптимизируемых параметров изменяется непрерывно, а часть может принимать лишь дискретные значения, в частности только целые. Расчет ТЭ в установленном режиме сводится к решению системы нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений большой размерности. Для использования эффективных градиентных методов оптимизации необходимо определять частные производные целевой функции и ограничений по оптимизируемым параметрам. Единственным подходящим методом их поиска является конечно-разностный метод. Это приводит к необходимости на каждой итерации метода оптимизации проводить большое число расчетов ТЭУ. В связи с этим метод опти-

Таблица 3.8. Результаты оптимизационных расчетов

Показатель	Стоимость топлива, долл/(10 ³ м ³)		
	100	200	300
$Z_{\text{пр}}$, тыс. долл.	9914,1	15 367,8	20 698,2
$Z_{\text{пар}}^{\text{пер}}$, шт.	0	1	3
$Z_{\text{лт}}^{\text{пер}}$, шт.	22	29	29
$Z_{\text{тр}}^{\text{пер}}$, шт.	2	3	3
$S^{\text{пер}}$, м ²	31	122	243
$w_{\text{г}}^{\text{пер}}$, м/с	10,1	10,3	11,0
$T_{\text{вх.г}}^{\text{пер}}$, К	786	786	784
$T_{\text{вых.г}}^{\text{пер}}$, К	780	759	731
$T_{\text{вх.в}}^{\text{пер}}$, К	486	486	486
$T_{\text{вых.в}}^{\text{пер}}$, К	501	554	637
$Z_{\text{пар}}^{\text{исп}}$, шт.	4	5	5
$Z_{\text{лт}}^{\text{исп}}$, шт.	39	32	35
$Z_{\text{тр}}^{\text{исп}}$, шт.	2	2	2
$S^{\text{исп}}$, м ²	362	357	390
$w_{\text{г}}^{\text{исп}}$, м/с	11,1	10,8	10,9
$T_{\text{вх.г}}^{\text{исп}}$, К	780	759	731
$T_{\text{вых.г}}^{\text{исп}}$, К	616	594	574
$T_{\text{вх.в}}^{\text{исп}}$, К	486	486	487
$T_{\text{вых.в}}^{\text{исп}}$, К	491	490	491
$Z_{\text{пар}}^{\text{эк}}$, шт.	7	7	7

Показатель	Стоимость топлива, долл/(10 ³ м ³)		
	100	200	300
$Z_{ЛГ}^{ЭК}$, шт.	74	97	115
$Z_{ТР}^{ЭК}$, шт.	3	3	3
$S^{ЭК}$, м ²	1047	1373	1628
$w_{Г}^{ЭК}$, м/с	9,9	11,6	13,8
$T_{ВХ.Г}^{ЭК}$, К	616	594	574
$T_{ВЫХ.Г}^{ЭК}$, К	367	344	338
$T_{ВХ.В}^{ЭК}$, К	323	323	323
$T_{ВЫХ.В}^{ЭК}$, К	487	486	485
$\eta_{ПГУ}$, %	46,33	47,54	48,63
$K_{уд}$, долл/кВт	632	656	692
$G_{ВХ.В}^{К.С}$, кг/с	16,67	16,69	16,08
PW^T , МВт	68,53	68,66	70,20
PW^K , МВт	28,47	28,61	30,15

Примечание. $K_{уд}$ — удельные капиталовложения.

мизации тем эффективнее, чем меньше итераций и расчетов ТЭУ требуется для решения оптимизационной задачи.

Выше рассмотрен метод решения задачи смешанной оптимизации, основанный на решении на каждой итерации вспомогательной смешанной задачи линейного программирования. При этом используется информация о частных производных целевой функции и ограничений-неравенств, полученная как на текущей, так и на предыдущих итерациях. Это существенно повышает эффективность оптимизационного процесса по сравнению с методом ветвей и границ.

Эффективность предлагаемого метода иллюстрируется на примере оптимизации ПГУ-STIG. В качестве целочисленных оптимизи-

руемых параметров служат $Z_{тр}$, $Z_{лт}$ и $Z_{пар}$, для перегревательной, испарительной и экономайзерной поверхностей нагрева котла-утилизатора. Показано, что необходимое число оптимизаций непрерывных параметров сократилось по сравнению с методом ветвей и границ примерно в 3 раза. Метод применим при разработке перспективных ТЭУ, а также при оптимизации состава работающих энергоблоков на электростанции.

Список литературы

1. **Toffolo A.** Evolutionary algorithms for multi-objective energetic and economic optimization in thermal system design / A. Toffolo, A. Lazaretto // *Energy*. 2002. Vol. 27. P. 549—567.
2. **Godoy E.** Families of optimal thermodynamic solutions for combined cycle gas turbine (CCGT) power plants / E. Godoy, N.J. Scenna, S.J. Benz // *Applied Thermal Engng*. 2010. Vol. 30. P. 569—576.
3. **Suresh M.V.J.J.** ANN-GA based optimization of a high ash coal-fired supercritical power plant / M.V.J.J. Suresh, K.S. Reddy, A.K. Kolar // *Applied Energy*. 2011. Vol. 88. P. 4867—4873.
4. **The advanced steam and gas technology** / P.A. Shchinnikov, G.V. Nozdrenko, O.K. Grigoryeva, A.A. Kuryanov // *J. of Engng Thermophysics*. 2014. Vol. 23. P. 229—235.
5. **Kavanagh R.M.** A systematic comparison and multi-objective optimization of humid power cycles. Part II. Economics / R.M. Kavanagh, G.T. Parks // *ASME J. of Engng for Gas Turbines and Power*. 2009. Vol. 131. No. 4. P. 041702-1—041702-10.
6. **Gradient-free methods applied to optimization of advanced ultra-supercritical power plant** / Ł. Kowalczyk, W. Elsner, P. Niegodajew, M. Marek // *Applied Thermal Engng*. 2016. Vol. 96. P. 200—208.
7. **Клер А.М.** Оптимизация параметров цикла ГТУ и конструктивных параметров проточной части газовой турбины с охлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками / А.М. Клер, Ю.Б. Захаров // *Теплофизика и аэромеханика*. 2012. Т. 19. № 4. С. 449—459.
8. **Клер А.М.** Учет переменного характера тепловых нагрузок при оптимизации теплофикационных энергетических установок / А.М. Клер, Ю.М. Потанина, А.С. Максимов // *Теплоэнергетика*. 2012. № 7. С. 63—68.
9. **Оптимизация режимов работы парогазовой мини-ТЭС с атмосферным газогенератором** / И.Г. Донской, А.Ю. Маринченко, А.М. Клер, А.Ф. Рыжков // *Теплофизика и аэромеханика*. 2015. Т. 22. № 5. С. 663—671.
10. **Клер А.М.** Оптимизация режимных параметров и состава работающего оборудования крупных энергоисточников / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Е.Л. Степанова // *Известия РАН. Энергетика*. 2004. № 6. С. 43—52.
11. **Клер А.М.** Схемно-параметрическая оптимизация локальных систем энергообеспечения / А.М. Клер, П.В. Жарков // *Известия РАН. Энергетика*. № 4. 2016. С. 49—61.

12. **Manassaldi J.I.** Optimization mathematical model for the detailed design of air cooled heat exchangers / J.I. Manassaldi, N.J. Scenna, S.F. Mussati // *Energy*. 2014. Vol. 64. P. 734—746.
13. **Fiacco A.V.** Nonlinear programming: sequential unconstrained minimization techniques / A.V. Fiacco, G.P. McCormick. 1968.
14. **Методы** оптимизации сложных теплоэнергетических установок / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Т.П. Щёголева и др. Новосибирск: Наука, 1993.

3.5. МОДЕЛИРОВАНИЕ И ДОЛГОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СПРОСА НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ В РЕГИОНАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ЭНЕРГО- И ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ*

Е.В. Гальперова, кандидат технических наук; ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск

Долгосрочное прогнозирование спроса на разные виды энергоносителей является важным этапом при разработке программ и стратегий развития энергетики и экономики страны и регионов, а также принятии инвестиционных решений в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК). Разработанные ранее методы и модели для исследования и прогнозирования потребности в топливно-энергетических ресурсах (ТЭР) не потеряли своей актуальности и сейчас (см., например, [1—4]). Однако в настоящее время в условиях усиления рыночных отношений в экономике и ТЭК, возрастания роли финансовых и ценовых факторов, роста противоречий между государством и отдельными энергетическими компаниями возникает необходимость в их модификации и дальнейшем развитии.

В ИСЭМ СО РАН разрабатывается поэтапный методический подход к повышению обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК, в котором предполагаются три основных этапа и несколько временных стадий прогнозных исследований с выделением особо важных и сложных задач (рис. 3.11) (см. подробнее [5]). Одной из таких задач является исследование конъюнктуры (спроса и цен) на региональных энергетических рынках. Неоднородность в существующем социально-экономическом положении регионов, в обеспеченности их собственными энергетическими ресурсами, в условиях конкуренции энергоносителей определяет существенные различия в динамике спроса на топливо и энергию в регионах, способные в долгосрочном периоде оказывать влияние на суммарную потребность разных видов ТЭР в стране.

Отличительной чертой разработанного *пошагового методического подхода к долгосрочному прогнозированию рыночного спроса на топливо и энергию с учетом региональных особенностей и роста*

* Результаты получены при финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-06-00230).

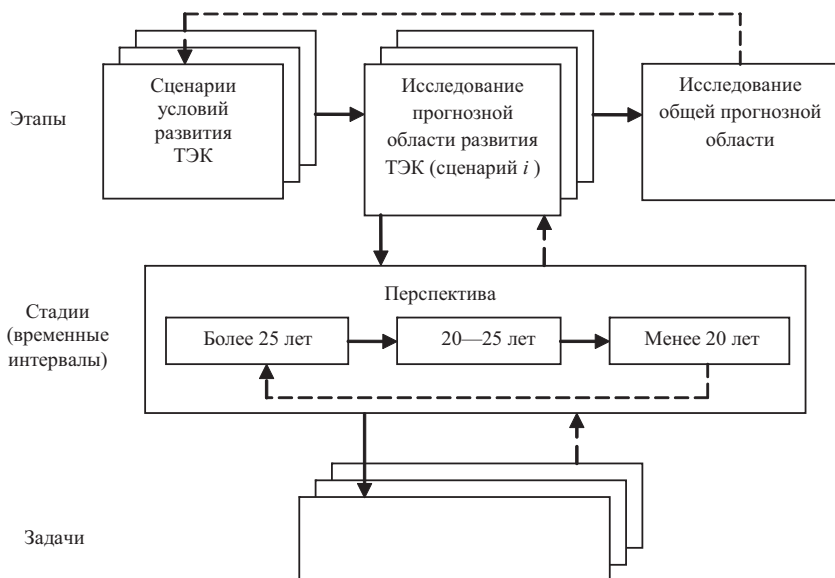


Рис. 3.11. Схема поэтапного подхода к долгосрочному прогнозированию развития ТЭК [5]

неопределенности (см. подробнее [6]) является смещение акцента прогноза на региональный уровень, так как именно там происходит согласование интересов отдельных производителей и потребителей энергии, формирующих конъюнктуру региональных энергетических рынков.

Моделирование энергоснабжения потребителя в регионе.

Эффективные уровни потребления того или иного энергоносителя в регионе формируются под влиянием множества факторов (используемых технологий, возможностей энергосбережения и замещения одного энергоносителя другим, финансового состояния предприятий и др.), однако на первый план выходят ценовые условия в регионе и оценка влияния стоимости энергоресурсов на объемы их использования. В первом приближении для этого можно применять коэффициент ценовой эластичности спроса, который показывает на сколько процентов изменится потребление данного вида ресурса при изменении его цены на 1 %. Как правило, оценки ценовых эластичностей спроса на энергию основываются на обработке статистических рядов отчетных данных о потреблении энергоресурсов и цен на них и отражают присущие для этих временных рядов взаимосвязи [7, 8]. Долгосрочное прогнозирование конъюнктуры энергетических рынков должно базироваться не на статистически оцененных, а на прогноз-

ных эластичностях спроса на разные виды ТЭР на основе непосредственной их конкуренции и экономической эффективности применения у потребителей в связи с постоянно меняющимися условиями и взаимосвязями экономики и энергетики.

Для имитации поведения поставщиков (энергетических компаний) и крупных потребителей (электростанций, котельных, сфер промышленности, транспорта, населения) в зависимости от изменения цен на энергоресурсы и возможных ограничений на поставку топлива и энергии в регион разработан набор моделей МИСС* их энергоснабжения (рис. 3.12).

Оригинальность моделей состоит в совместном использовании метода оптимизации (для выбора рациональной структуры энергоснабжения) и метода Монте-Карло (для учета неоднозначности будущих условий), а также возможности задания различного характера распределения вероятности (равномерное, нормальное, логнормаль-



Рис. 3.12. Схема взаимосвязей моделей МИСС для оценки вариантов энергоснабжения потребителей региона

* Модель имитационная стохастическая статическая (МИСС).

** Цены, эквивалентные мировым (ЦЭМ).

ное, показательное и др.) в интервалах исходных технико-экономических, ценовых и других показателей и ограничений.

Критерием является минимум средней стоимости продукции, производимой потребителем энергии в регионе, при условии, что его цены строятся на принципах самокупаемости (самофинансирования):

$$F = \sum_i \sum_e R_{eij} X_{eij} \rightarrow \min,$$

где X_{eij} — производство i -й продукции с использованием энергоносителя e на установке j (искомая переменная); $R_{eij} = \sigma_1(c_{ei}b_{eij} + u_{eij}) + \sigma_2\sigma k_{eij}/h_{eij}$ — стоимость i -й продукции, произведенной с применением энергоносителя (топлива) e , на установке j , руб/ед. продукции; c_{ei} — цена топлива e , поставляемого потребителю для производства i -й продукции, руб/т у. т.; b_{eij} — удельный расход топлива e на производство i -й продукции на установке j , т у. т./ед. продукции; k_{eij} — удельные капиталовложения на прирост мощности на производство i -й продукции с использованием топлива e на установке j , руб/ед. мощности; u_{eij} — условно-постоянная часть себестоимости i -й продукции (без топливной составляющей), производимой с использованием топлива e на установке j , руб/ед. продукции; $\sigma_1, \sigma_2, \sigma$ — коэффициенты корректировки себестоимости, эффективности капиталовложений, дисконтирования соответственно.

Для определения наиболее эффективного варианта энергоснабжения потребителя (для обеспечения заданного спроса на продукцию данного потребителя в предполагаемых условиях) проводится серия экспериментов. Технология Монте-Карло позволяет сформировать сколь угодно большое число различных комбинаций исходных данных. Из множества рассчитанных на их основе вариантов сбалансированного решения формируется основной вариант, обеспечивающий минимальную стоимость производства продукции потребителя при заданном распределении вероятности исходных данных.

Результатом расчетов на моделях являются объемы использования конкурирующих видов энергоресурсов потребителями при разных условиях энергоснабжения в регионе с учетом новых технологий, энергосберегающих мероприятий, взаимозаменяемости ТЭР и др. [9—11]. Отношение изменения объемов использования какого-либо вида ресурса и изменения его цены дает возможность получить значение ценовой эластичности спроса на него данной группой потребителей в рассматриваемом регионе.

На основе обобщения результатов рассчитываются как суммарный объем потребления разных видов топлива в регионе в предполагаемых условиях, так и значения региональных коэффициентов ценовой эластичности спроса на ТЭР (на основе структуры потребления). Региональная ценовая эластичность суммарного спроса дает возможность оценить изменение объемов использования того или иного энергоресурса в регионах при разной ценовой политике, а также при необходимости скорректировать динамику потребности в ТЭР страны при исследовании вариантов долгосрочного развития ТЭК страны и (или) региона.

Результаты. Ниже приведены предварительные результаты оценки долгосрочной ценовой эластичности спроса на природный газ для укрупненных регионов России и влияния на нее разного представления о характере неопределенности исходных показателей. В качестве исходной информации были использованы один из разработанных на долгосрочную перспективу прогнозов энергопотребления [12] и прогноз цен на энергоресурсы [13].

Анализ результатов исследования показал, что изменение спроса на топливо в условиях неоднозначности будущих условий зависит от особенностей потребителей и рассматриваемой перспективы (рис. 3.13).

Расчетные прогнозные коэффициенты ценовой эластичности суммарного спроса на газ различаются на разных территориях, зависят

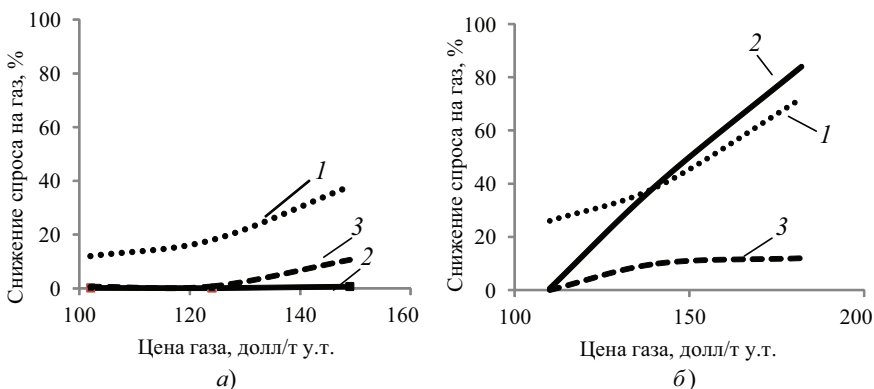


Рис. 3.13. Возможное снижение спроса на газ некоторыми промышленными потребителями при его удорожании в европейской части страны [11]:

а — 2020 г.; *б* — 2030 г.; 1 — цементная промышленность; 2 — новые электростанции; 3 — котельные

Таблица 3.9. Прогнозные коэффициенты ценовой эластичности суммарного спроса на природный газ в отдельных укрупненных регионах при разной вероятности исходной информации (по расчётам автора)

Регион	2020 г.		2030 г.	
	Интервальное распределение	Нормальное распределение	Интервальное распределение	Нормальное распределение
Европейская часть	-0,10	-0,04	-0,61	-0,50
Урал	-0,18	-0,12	-0,44	-0,31
Западная Сибирь	-0,48	-0,47	-0,60	-0,48
Восточная Сибирь	-1,29	-1,26	-1,28	-1,25
Дальний Восток (южная часть)	-0,78	-0,74	-0,88	-0,75

Примечания. 1. Суммарный перспективный спрос на газ в регионах определялся по основным группам потребителей (электростанциям, котельным, цементной промышленности) и в предположении сохранения структуры потребления газа в регионе на уровне 2013 г. (структура рассчитана по данным Росстат, форма 11-ТЭР за 2013 г.).

2. Интервальное распределение — равномерное от нижней до верхней границ, нормальное распределение — близкое к средним значениям.

от характера неопределенности используемой информации и возрастают по мере увеличения горизонта прогнозирования (табл. 3.9).

Несмотря на всю условность полученных коэффициентов долгосрочной ценовой эластичности спроса на газ они позволяют оценить региональные различия по влиянию стоимости на спрос, возможное снижение потребления газа в регионах в долгосрочной перспективе при разной ценовой политике, а также при необходимости скорректировать прогноз на энергоносители как на региональном уровне, так и на уровне страны при исследовании вариантов развития ТЭК.

В заключение отметим, что развитие рыночных механизмов в экономике и энергетике России изменяет и усложняет их взаимосвязи, оказывает влияние на формирование цен на региональных энергетических рынках и увеличивает неоднозначность оценок перспективных объемов использования топлива и энергии. Все более актуальными становятся учет в прогнозных исследованиях зависимости спроса на разные виды энергии от их стоимости в условиях растущей неопределенности перспектив развития экономики страны и регионов и оценки корректирующего влияния стоимости энергоносителей на развитие ТЭК.

Разрабатываемый методический подход к прогнозированию рыночного спроса на энергоносители в регионе имеет следующие отличительные особенности:

- имитация поведения поставщиков и крупных потребителей в регионах в зависимости от ценовой, технологической политики, экологических и других ограничений;
- совмещение оптимизации энерго- и топливоснабжения потребителей с оценкой ценовой эластичности спроса на энергоносители;
- учет характера неопределенности исходной информации.

Методический подход и количественные оценки могут быть использованы для повышения обоснованности программ и стратегий развития энергетики и экономики страны и регионов.

Список литературы

1. **Филиппов С.П.** Прогнозирование энергопотребления с использованием комплекса адаптивных имитационных моделей / С.П. Филиппов // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 41—55.
2. **Малахов В.А.** Подходы к прогнозированию спроса на электроэнергию в России / В.А. Малахов // Проблемы прогнозирования. 2009. № 2. С. 57—62.
3. **Успенская И.Г.** Современные проблемы прогнозирования энергопотребления региона (на примере Республики Коми) / И.Г. Успенская // Проблемы прогнозирования. 2009. № 5. С. 120—133.
4. **Полина А.А.** Методические подходы к прогнозированию спроса на топливно-энергетические ресурсы регионов РФ / А.А. Полина, В.Э. Замерград // Нефть, газ и бизнес. 2016. № 1. С.13—18.
5. **Кононов Ю.Д.** Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК / Ю.Д. Кононов. Новосибирск: Наука, 2015.
6. **Гальперова Е.В.** Методический подход к долгосрочному прогнозированию рыночного спроса на топливо и энергию с учетом региональных особенностей и роста неопределенности / Е.В. Гальперова // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 5. С. 33—44.
7. **Башмаков И.** Оценка параметров ценовой эластичности спроса на электроэнергию по отдельным группам потребителей и по субъектам РФ / И. Башмаков. М.: ЦЕНЭФ, 2007. Т. 1.
8. **Мишура А.В.** Оценка эластичности спроса на электроэнергию со стороны населения России / А.В. Мишура // Вестник НГУ. Сер. Социально-экономические науки. 2011. Т. 11. Вып. 2. С. 92—101.
9. **Гальперова Е.В.** Один подход к оценке влияния неопределенности исходных данных при долгосрочном прогнозировании энергоснабжения региона / Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов // Региональная экономика: теория и практика. 2015. № 1. С. 36—43.

10. **Мазурова О.В.** Оценка ценовой эластичности спроса на моторное топливо в транспортном комплексе / О.В. Мазурова // *Пространственная экономика*. 2015. № 1. С. 109—122.
11. **Гальперова Е.В.** Долгосрочное прогнозирование спроса на топливо на региональных энергетических рынках с учетом неопределенности / Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов, О.В. Мазурова // *Сб. трудов Всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление»*. Иркутск, 1-3 сентября 2015 г. URL: www.sei.irk.ru/energy21 (дата обращения 01.01.2016).
12. **Проект Энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года.** Министерство энергетики РФ. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1920> (дата обращения 01.01.2016).
13. **Обоснование** развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2015.

3.6. О МЕТОДОЛОГИИ ДОЛГОСРОЧНЫХ ПРОГНОЗОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РФ ПО ДАННЫМ ГОСБАЛАНСОВ ЗАПАСОВ

А.С. Лукьянов, кандидат технических наук; ИНЭИ РАН, Москва

Методология долгосрочного прогнозирования зависит от имеющейся в распоряжении исследователя информации, условий хозяйственной и инвестиционной деятельности, в том числе налоговой системы, целеполагания государственных органов. В условиях готовящейся реформы налоговой системы нефтедобычи следует делать прогнозы как при действующих налогах, так и для вариантов реформирования.

Можно дать рекомендации по открытию информации в нефтяной отрасли, но в настоящее время методологию нужно строить на доступных данных (доступными являются балансы запасов).

Новая классификация запасов. В РФ вводится новая классификация запасов (НКЗ) углеводородного сырья (УВС). Оценка запасов по НКЗ будет постепенно отражаться в государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ. Специалисты указывают, что классификация «будет важным элементом в сфере государственного управления воспроизводством МСБ*, формирования кратко- и долгосрочной стратегии развития нефтегазовой отрасли, а также планирования фискальной политики государства» [1], государство будет «увереннее планировать доходы федеральной казны и реализовывать социально-экономические программы» [2], а основные решаемые задачи следующие:

- «дальнейшее повышение качества государственного планирования налоговых поступлений от добычи углеводородного сырья;
- совершенствование механизма государственного регулирования вовлечения в разработку низкоэффективных и трудноизвлекаемых запасов;
- обеспечение прозрачного администрирования льготлируемых параметров» [3].

Однако реально данных НКЗ и государственного баланса запасов РФ недостаточно для этих целей.

Дефицит экономической информации. В [4] не содержится никакой экономической конкретики. В государственных балансах запасов нефти отсутствуют не только экономическая информация, но и многие натуральные показатели, необходимые для их оценки

* МСБ — минерально-сырьевая база.

(дебиты скважин, число скважин, технология добычи, рекомендованный темп отбора, расстояния до ближайших нефтепровода, дороги, линии электропередачи). Некоторые из этих данных можно найти в паспортах месторождений Государственного кадастра месторождений и проявлений полезных ископаемых РФ (Росгеолфонд РФ), однако это нерегулярная, методически невыдержанная информация. Номер госрегистрации имеют все месторождения, но не залежи, что затрудняет обработку информации по залежам (объектам разработки).

Даже в специализированных журналах почти не встречаются экономические характеристики добычи нефти (стоимости бурения, обустройства, инфраструктуры, новых технологий и др.). Не налажена статистика экономических показателей и на государственном уровне. Государственная информационная система по отраслям ТЭК (ГИС ТЭК) только начала формироваться.

В отчетах компаний зачастую смешана информация о экономических данных для нескольких отраслей (ГРП*, добыча, переработка и др.) и нескольких регионов. Отметим, что в нормативно-правовых документах по применению НКЗ [5, 6] не указан источник удельных экономических показателей, используемых для оценки капитальных и операционных затрат. Это может привести к разнобою в расчетах и к злоупотреблениям. Считается, что правильность использованных показателей проверяют эксперты, но и экспертам не на что опереться.

Требования к информационной политике. Чтобы государственные органы могли делать долговременный прогноз доходов от нефтедобычи, Росстат должен наладить сбор и публикацию экономических показателей (по регионам), включив их в ГИС ТЭК. Список показателей содержится в инструкции по экономической оценке проекта. Должны публиковаться также данные по инфляции затрат в нефтяной отрасли, капиталовложениям российского и импортного происхождений (отдельно). Так как недра — общенародная собственность, то государство должно установить стандарты раскрытия экономической информации (по проектам, по компаниям), ссылки на коммерческую тайну здесь неуместны. Компании при публикации должны отделять затраты на добычу нефти от затрат в других отраслях. Если компания — монополист в регионе, это не повод не публиковать данные по добыче — пусть перестанет быть монополистом. Например, отсутствуют данные по добыче за 2014 и 2015 гг. в Северо-Западном федеральном округе по Калининградской обл., в Южном федеральном округе по Республике Калмыкия и Краснодарскому краю, в Северо-Кавказском федеральном округе по Республике Ингушетия и Чеченской Республике.

* ГРП — геолого-разведочные работы.

Требования к проектам разработки. Технологическая часть проекта разработки должна содержать варианты добычи не только с различными технологиями, но и с разными внешними экономическими условиями (ценой на нефть, коэффициентом дисконтирования, курсом рубля) и способами взимания налогов (при возможности выбора). Стандартные варианты внешних условий (стабильные, единые для всех проектов) должны утверждаться Правительством РФ.

Проект должен быть составлен на весь период разработки до полной выработки извлекаемых запасов, а экономические характеристики — рассчитаны на рентабельный период. Тем самым можно избежать положения, когда компании нужно срочно утвердить проект доработки месторождения, так как первоначальный проект «обрывается» в момент «потери» рентабельности, но фактическая рентабельность в этот период оказывается положительной, потому что цена нефти выше проектной. Проектный срок рентабельной добычи, а следовательно, и коэффициент извлечения нефти (КИН) будут определяться для каждого варианта в зависимости от технологии, внешних условий и налогов. Следует оценивать цену нефти на последний год разработки, при которой весь период является рентабельным. Вместе с проектом должны утверждаться технология добычи, система налогов и льгот, КИН.

Центральная комиссия по разработке нефтяных месторождений (ЦКР) может отвергнуть часть представленных вариантов проектов, но должна в результате согласовать несколько или хотя бы один проект для каждого варианта внешних условий. Прогнозная цена нефти и другие внешние условия для окончательного выбора оптимального проекта должны определяться компанией, так как именно она несет риски разработки. В выборе системы налогов приоритет за государством, но если компании предоставляется выбор, то он фиксируется в проекте разработки и должен быть обязательным для налоговых органов.

В настоящее время резкое изменение цены на нефть обесценивает результаты всех предыдущих экономических расчетов, содержащихся в проектах разработки, где нет, но должно быть достаточно данных для пересчета экономических характеристик вариантов при изменении внешних условий (цены нефти, курса рубля, ставок налогов) для учета инфляции (приведения результатов в «постоянные» рубли). Компания может или даже должна регулярно корректировать проекты разработки по мере поступления фактической информации. Если динамика разработки не выходит за пределы представленных в проекте вариантов, то скорректированный проект можно не переутверждать в ЦКР.

Подписывая лицензию, утверждая проект, государство и компания должны брать на себя взаимные обязательства. Государство должно

понимать, что излишняя регламентация уменьшает возможности компании (оператора) управлять проектом, в том числе реагировать на изменения условий (цены нефти, курса рубля, информации со скважин, расценок на бурение и пр.). Это повышает риски и ухудшает инвестиционный климат. Инвесторы принимают все неопределенности реализации проекта как риски и ориентируются на худший вариант. Одной из таких неопределенностей является будущее изменение налогов. Оговорка в законе (лицензии) о не ухудшении налогового бремени или хотя бы о установлении каких-либо ограничений на повышение требований к разработке может значительно снизить риски компаний. Наличие больших рисков может привести к уменьшению размеров разового платежа на аукционах или ухудшению конкурсных условий, на которые соглашаются компании, или к отказу от разработки месторождения.

При мониторинге разработки месторождения регулирующим органом следует учитывать фактические значения внешних характеристик, а не те, которые приняты в проекте, например по налогам и срокам рентабельной добычи. Срок рентабельной разработки не должен быть директивным, он может определяться компанией по фактическим внешним условиям.

Суммирование проектов разработки. Пока налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) пропорционален добыче нефти, а вывозная таможенная пошлина — экспорту нефти, при расчете бюджетных поступлений не требуется сложного информационного обеспечения. А вот при расчете налога на прибыль нужен учет особенностей каждого месторождения. При введении льгот по залежам, а тем более налога на добавленный доход (НДД) требуется расчет бюджетных поступлений по залежам с последующим суммированием. Суммирование необходимо также для прогноза экономического состояния отрасли.

Могут ли проекты разработки, утвержденные ЦКР, быть основой для оценки будущих бюджетных поступлений? Есть ли электронная база проектов для их суммирования? Суммирование по проектам экономических результатов [чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и дисконтированных налогов (ДН)] некорректно, так как они рассчитаны при разных ценах нефти и удельных затратах по состоянию на год составления проекта и даже, возможно, при разных налоговых системах. В настоящее время быстрая коррекция проектов разработки невозможна.

Требования к базе данных. Необходима система (база данных и комплекс программ), способная быстро оценить добычу нефти по месторождениям (залежам), затраты (капитальные и операцион-

ные), налоги, включая таможенные пошлины, транспортные расходы. С этой целью была разработана математическая модель добычи с ограниченными запасами [7], где используются понятия темпа отбора и следующие экономические параметры: удельные капиталовложения на единицу производственной мощности в добыче нефти, удельные операционные затраты (начальные и темп роста), инфраструктурные инвестиции. В ИНЭИ РАН подготовлена база данных по состоянию нефтедобычи по регионам, месторождениям и составляющим их пластам, обеспечивающая оценку параметров модели для каждой залежи. Расчет по залежам (объектам эксплуатации) необходим, так как в составе одного месторождения встречаются залежи с кардинально отличающимися натуральными показателями (вязкостью, проницаемостью, глубиной залегания и др.) и льготами.

Важнейшей характеристикой залежи является средний дебит скважин (по нефти), т.е. суточная добыча для залежи, деленная на число добывающих скважин. Если число скважин неизвестно, то значение дебита вертикальных скважин можно оценить по формуле Дюпюи. Правда, в госбалансах запасов нефти отсутствуют данные о разности давлений, скин-факторе, радиусе скважины и расстояниях между скважинами (зависимость дебита от последних двух показателей логарифмическая, т.е. «ослаблена»). Для горизонтальных скважин используется формула зависимости дебита от длины горизонтального участка. Общепринятой формулы в настоящее время нет, но была выбрана формула, дающая приемлемые результаты для широкого диапазона исходных данных. Отметим, что точность расчёта по формулам для дебита скважин невысока [8].

Если какие-нибудь данные не удастся получить, то они назначаются экспертно. Точность характеристик по каждому месторождению в этом случае не так важна, так как по ним не производится ответственного проектирования разработки. Данная база предназначена для выявления коллективных эффектов разработки многих месторождений, для неё важно сохранить соотношения экономических характеристик групп месторождений (залежей).

По добыче и среднему дебиту можно определить число скважин, по числу скважин — капиталовложения в бурение. При этом учитываются стоимость проходки 1 м, глубина залегания залежи, районный коэффициент удорожания капитальных затрат. Чтобы определить необходимый объем бурения, надо учитывать не только эксплуатационные скважины, но и нагнетательные, запасные и т.п. Капиталовложения в бурение дополняются капиталовложениями в обустройство месторождения.

Для уточнения полученных экономических характеристик моделей залежей предложено использовать единый по РФ коэффициент,

который принимается таким, чтобы при проверке адекватности работы модели показатели за ретроспективный период совпадали по сумме с фактическими данными по РФ в целом. Таким образом, соотношение удельных затрат на разных залежах сохраняется.

В дальнейшем предполагается для одной залежи иметь несколько моделей разработки при разных технологиях добычи нефти. В этом случае выбор технологии должна делать программа-оптимизатор.

Характеристики прироста запасов. При долгосрочных прогнозах добычи нефти принято учитывать нефть, которая может быть добыта из прироста запасов, определенного согласно программе развития минерально-сырьевой базы России. Если задать экономические характеристики (параметры модели) предполагаемых месторождений из прироста запасов, то для программы-оптимизатора они не будут ничем отличаться от реально существующих залежей. Следовательно, оптимизатор может обработать их совместно с существующими месторождениями и получить экономически обоснованный прогноз добычи из прироста запасов.

Проведенная статистическая обработка данных госбалансов запасов нефти по России в целом показала приблизительно логнормальное распределение значений вязкости, проницаемости, эффективной толщины пласта, начального дебита скважин (при заданной технологии). Это дает возможность методом Монте-Карло оценить объем добычи и экономические характеристики прироста запасов. Этот подход позволяет в результате работы в этом направлении оценить оптимальные затраты в ГРП.

Оптимизация добычи нефти. В целом созданная в ИНЭИ РАН база данных по развитию нефтедобывающей отрасли позволяет получить массив исходных данных для оптимизации добычи на перспективу [9].

Программа-оптимизатор (ОКТОПУС) определяет год ввода каждой залежи [10] и темпы отбора нефти из нее [7]. Для каждой залежи можно получить динамику по годам следующих показателей:

- добычи нефти;
- капитальных затрат;
- операционных затрат;
- налогов.

При заданных ставках налогов и льготах критерием оптимизации служит суммарный ЧДД проектов (без учета потоков предыдущих лет). Такой подход имеет недостаток — при его реализации лишь частично согласуются интересы государства (общества) и инвесторов. Общественный критерий эффективности *Об* проекта должен быть равен сумме ДН (дисконтированных налогов), ЧДД (доходов инвестора), зарплат (доходов работников) и косвенной пользы через

заказы для смежных отраслей и развитие инновационных технологий, учитываемых через мультипликаторы. Простейшим способом учета общественного интереса будет оптимизация ЧДД без налогов, а затем определение доли налогов. Предполагается, что дисконтирование для общественного (и бюджетного) критерия производится по той же ставке E , что и для ЧДД.

Под инвесторами будем понимать компании, которые за счет собственных средств и кредитов банков проводят бурение, обустройство месторождений, создают инфраструктуру месторождения ради прибыли от продажи нефти. Критерием эффективности проекта разработки отдельного месторождения мог бы быть чистый дисконтированный доход, но критерий суммарного ЧДД без дополнительных ограничений может не подходить компании. В самом деле, чем за большее число инвестиционных проектов одновременно возьмется компания, тем выше будет суммарный ЧДД. Максимум суммарного ЧДД достигается, когда компания берётся реализовывать все доступные проекты с положительным ЧДД, причем не только в нефтяной отрасли. Такое решение, как правило, невыполнимо физически, финансово, кадрово и не приведёт к достаточному спросу на производимую продукцию. Так, в соответствии с расчетом по заданной цене нефти без дополнительных ограничений получается очень высокий объём добычи в первые годы прогноза при совершенно нереалистичных суммарных капиталовложениях. Это подтверждают данные о превышении суммарной добычи для утверждённых ЦКР проектов по сравнению с реальной добычей нефти в РФ [11].

Требуется ограничение либо динамики добычи нефти, либо суммарных капиталовложений. При этом появляется задача выбора из проектов с положительным ЧДД наиболее эффективных объектов. Стандартным методом оптимизации при ограничениях является максимизация функции Лагранжа. Множители Лагранжа ограничений подбираются оптимизатором так, чтобы выполнялись ограничения.

Можно максимизировать суммарный ЧДД (при заданных налогах) или общественный критерий $Об$. Для целесообразности реализации мероприятия (проекта) может быть недостаточно того, что общественная целевая функция достигает положительного значения. Критерием эффективности мероприятия (проекта), достаточным для применения (ввода в разработку), в задаче с ограничением капиталовложений служит неравенство

$$\Delta G \geq f_G \Delta DK \quad \text{при } \Delta DK \geq 0, \quad (3.58)$$

где f_G — замыкающая эффективность капиталовложений (множитель Лагранжа); G — функции цели ($Об$ — для государства или ЧДД —

для инвестора); DK — дисконтированные накопленные капиталовложения; Δ — разность между характеристиками альтернативных вариантов, а не тех, которые можно реализовать совместно, например в проекте доработки разность между характеристиками вариантов с дополнительным бурением и без него.

Неравенство (3.58) может использоваться для принятия решения не только при вводе месторождения, но и при бурении скважины, выборе капиталоемкой технологии разработки и др.

При банкротстве компании-разработчика может возникнуть проблема ликвидационных работ на месторождении (скважине) [12]. Выходом может стать создание Общероссийского государственного ликвидационного фонда, который должен формироваться заблаговременно за счет средств компаний (или налогов). Право провести ликвидационные работы можно распределять на конкурсной основе (на аукционе). Фирмы, получающие право использовать освободившийся участок, смогут проводить ликвидационные работы бесплатно. Сроки и очередность ликвидационных работ могут определяться общественным критерием эффективности.

Согласование интересов. Будем считать, что интересы инвестора и государства согласованы, если налоговая система и ставки налогов устроены таким образом, что максимум ЧДД реализуется в том же варианте проекта разработки, что и максимум Ob , причем значение ЧДД достаточно, чтобы инвестор был заинтересован во вводе месторождения в разработку.

Чем ниже темп отбора нефти на месторождении, тем дольше будет продолжаться его эксплуатация. Соответственно рано или поздно в бюджет поступят налоги от него. Для государства более важным, чем объем капиталовложений в месторождение и соответствующий темп отбора, является, введет ли компания месторождение в разработку или нет. В последнем случае налоги в бюджет не поступят. Даже отсрочка ввода месторождения в разработку на год уменьшает ЧДД и ДН на E процентов за счет дисконтирования (год приведения предполагается неизменным). Для компании это менее чувствительно, так как дисконтированные капиталовложения DK пропорционально уменьшатся (объем работ предполагается неизменным), чего не скажешь о бюджете.

Если мероприятию, для которого выполняется неравенство (3.98) для Ob , не удастся найти инвестора, то развитию страны может быть нанесен существенный урон. В этом случае следует применять систему налогообложения с меньшими отчислениями, особенно в начальный период, пока инвестиции не окупятся, это снижает риски

инвестора [13, 14]. Запасы могут признаваться трудноизвлекаемыми (ТРИЗ), если они имеют ЧДД < 0 при наилучшем проекте при специальной утвержденной цене нефти и стандартном налогообложении.

Отказ от разработки залежи, для которой неравенство (3.98) не выполняется, не может быть признан выборочной отработкой запасов, кроме гидродинамически связанных залежей (в этом случае следует искать максимум суммарного общественного критерия).

Чтобы период рентабельной добычи для нефтяной компании не кончался раньше времени, налоги не должны быть выше доналоговой операционной прибыли. С точки зрения автора, неправильно увеличивать КИН проектов за счет снижения *Об* — это все равно, что приплачивать покупателям нефти за то, что они купили нашу нефть.

Хотя структура общественной функции цели *Об* и ясна, но определение значений мультипликаторов для нефтедобычи — сложная экономическая задача, выходящая за пределы нефтяной отрасли. В любом случае мультипликаторы должны утверждаться Правительством РФ и быть обязательными при экономическом обосновании проектов разработки. Как результат согласования интересов может появиться обоснованный ответ — сколько нефти нужно добывать в России.

Результаты расчетов. Были настроены параметры модели для каждой залежи по одной из следующих технологий: для вертикальных скважин; горизонтальных скважин; при применении методов МУН-3 с увеличением КИН.

Расчёты финансово-экономических показателей программы развития отрасли на перспективный период проводились с учетом изменений в налоговой системе, направленных на стимулирование разработки проблемных месторождений. Учитывались действующие льготы по освоению трудноизвлекаемых запасов, месторождений Крайнего Севера и шельфов северных морей и др., поэтапное сокращение экспортных таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты с одновременным увеличением ставки НДС на нефть, проведение эксперимента по замене НДС налогом на финансовый результат.

Результаты приводятся для нефтедобычи в РФ при постоянном курсе доллара по состоянию на 2010 г. Результаты расчетов показали, что при оптимистических ценах нефти (51,9 в 2017 г., 58,7 в 2020 г., 81,8 в 2030 г. и 93,8 долл/барр. в 2035 г.) рентабельная добыча в РФ не сможет удержаться на уровне 556 млн т/год после 2030 г. Ясно, что в условиях запаздывания поступления новых запасов из ГРП рационально начинать снижение добычи еще до 2030 г., чтобы избежать резкого ее падения.

Рассмотрим варианты с введением НДС (оптимистический) и сохранением текущей системы налогов с льготами без введения НДС. На рис. 3.14 приводится сравнение объёмов добычи нефти для этих вариантов.

На рис. 3.15 сравниваются капиталовложения в добычу нефти при двух вариантах.

На рис. 3.16 представлено изменение налогов и пошлин для рассматриваемых вариантов.

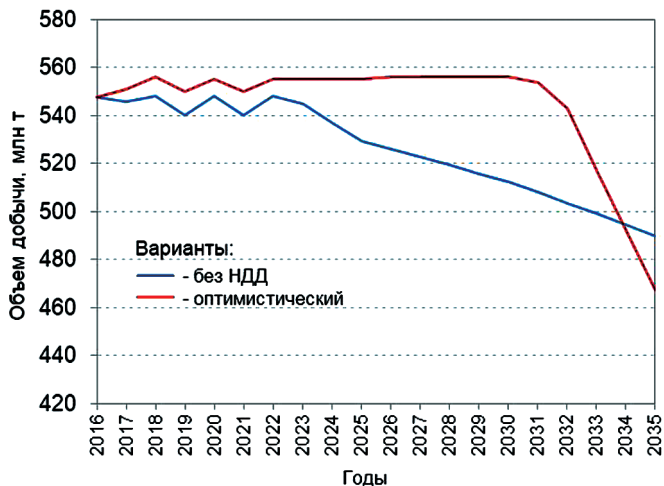


Рис. 3.14. Изменение объёмов добычи нефти при двух вариантах

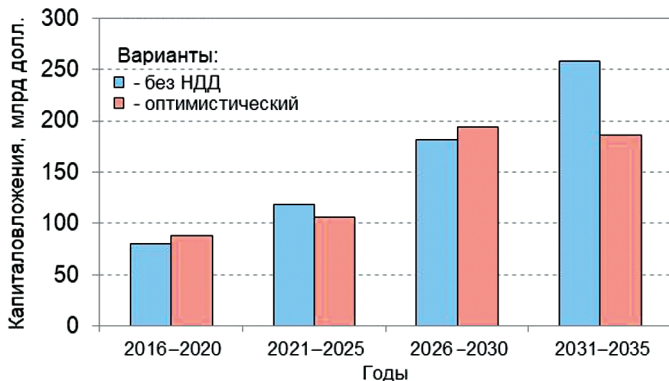


Рис. 3.15. Изменения капиталовложений в добычу нефти

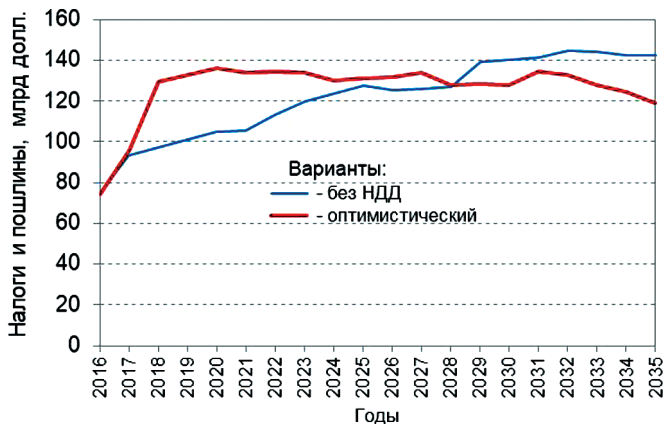


Рис. 3.16. Изменение суммарных налогов и пошлин по отрасли

Список литературы

1. **Клубков С.В.** Новая классификация ресурсов и запасов УВС: вопросы экономической оценки извлекаемых запасов / С.В. Клубков // Недропользование XXI век. 2015. № 7. С. 60—67.
2. **Ампилов Ю.П.** Забыть, чтобы разбогатеть? / Ю.П. Ампилов // Нефтегазовая вертикаль. 2016. № 20. С. 46—53.
3. **Шпуров И.В.** Ключевые решения новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа и результаты ее апробации / И.В. Шпуров, В.Г. Браткова // Недропользование XXI век. 2015. № 7. С. 38—46.
4. **Классификация** запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Приказ Минприроды от 01.11.2013. № 477.
5. **Методические** рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 18.05.2016. № 12-р.
6. **Правила** разработки месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14.06.2016. № 356.
7. **Нефть** в структуре энергетики. Научные основы долгосрочного прогнозирования / Под ред. В.И. Эскина. М.: Наука, 1989.
8. **Хакимзянов И.Н.** Теория и практика разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием: Автореферат дис. ... д-ра техн. наук. Бугульма: ТатНИПИНефть, 2012.
9. **Совершенствование** методических подходов к прогнозированию развития отраслей нефтегазового комплекса / А.С. Лукьянов, О.А. Елисеева, А.Э. Тарасов, М.А. Филиппова // Труды Всероссийского совещания по проблемам управления. ВСПУ-2014. М., 16—19 июня 2014. URL: <http://ineiran.ru/articles/8402.pdf> (дата обращения 11.05.2018).

10. **Лукьянов А.С.** Учёт замыкающей эффективности капитала при планировании добычи углеводородного сырья / А.С. Лукьянов // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 133—148. URL: https://www.eriras.ru/files/lukjanovizvestijaran_02_uchjet_zamykajuschhej_effektivnosti_kapitala_2010.pdf (дата обращения 11.05.2018).
11. **Шелепов В.В.** О состоянии разработки месторождений УВС и мерах по совершенствованию проектирования / В.В. Шелепов // Недропользование XXI век. 2013. № 2. С. 56—65.
12. **Актуальные** проблемы стоимостной оценки извлекаемых запасов нефти и газа / С.А. Смоляк, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский и др. // Вестник российской академии наук. 2018. Т. 88. № 1. С. 10—27. URL: https://elibrary.ru/show_item_pages.asp?fname=elibrary_32205928_32939126. (дата обращения 11.05.2018).
13. **Лукьянов А.С.** Влияние тарифных и налоговых льгот на развитие нефтедобычи в Восточной Сибири / А.С. Лукьянов // Труды Всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке: Стратегия развития — восточный вектор». Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010. URL: <http://isem.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S2-06r.pdf> (дата обращения 11.05.2018).
14. **Лукьянов А.С.** Влияние инфраструктурных затрат на развитие нефтедобычи в Восточной Сибири / А.С. Лукьянов // Труды Международной конференции «Энергетическая кооперация в Азии: Риски и барьеры» (АЕС2012). Россия, Иркутск, август 2012. URL: <http://isem.irk.ru/AEC-2012/papers/D3-2%20ru.pdf> (дата обращения 11.05.2018).

Научное издание

**Макаров Алексей Александрович, Воропай Николай Иванович,
Стенников Валерий Алексеевич и др.**

**СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ:
МЕТОДОЛОГИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ**

Редактор *Н.Н. Сошникова*
Художественный редактор *А.Ю. Землеруб*
Компьютерная верстка *В.В. Пак*

Подписано в печать с оригинала-макета 16.07.18 Формат 60×90/16
Бумага офсетная Гарнитура Таймс Печать офсетная
Усл. печ. л. 19,25

АО «Издательский дом МЭИ», 111024, Москва, ул. 2-я Кабельная, д. 2,
тел/факс: (495) 280-12-46, адрес в Интернете: <http://www.idmei.ru>,
электронная почта: info@idmei.ru

Отпечатано в АО «Т8 Издательские Технологии», Москва, Волгоградский пр-т, д. 42, к. 5.