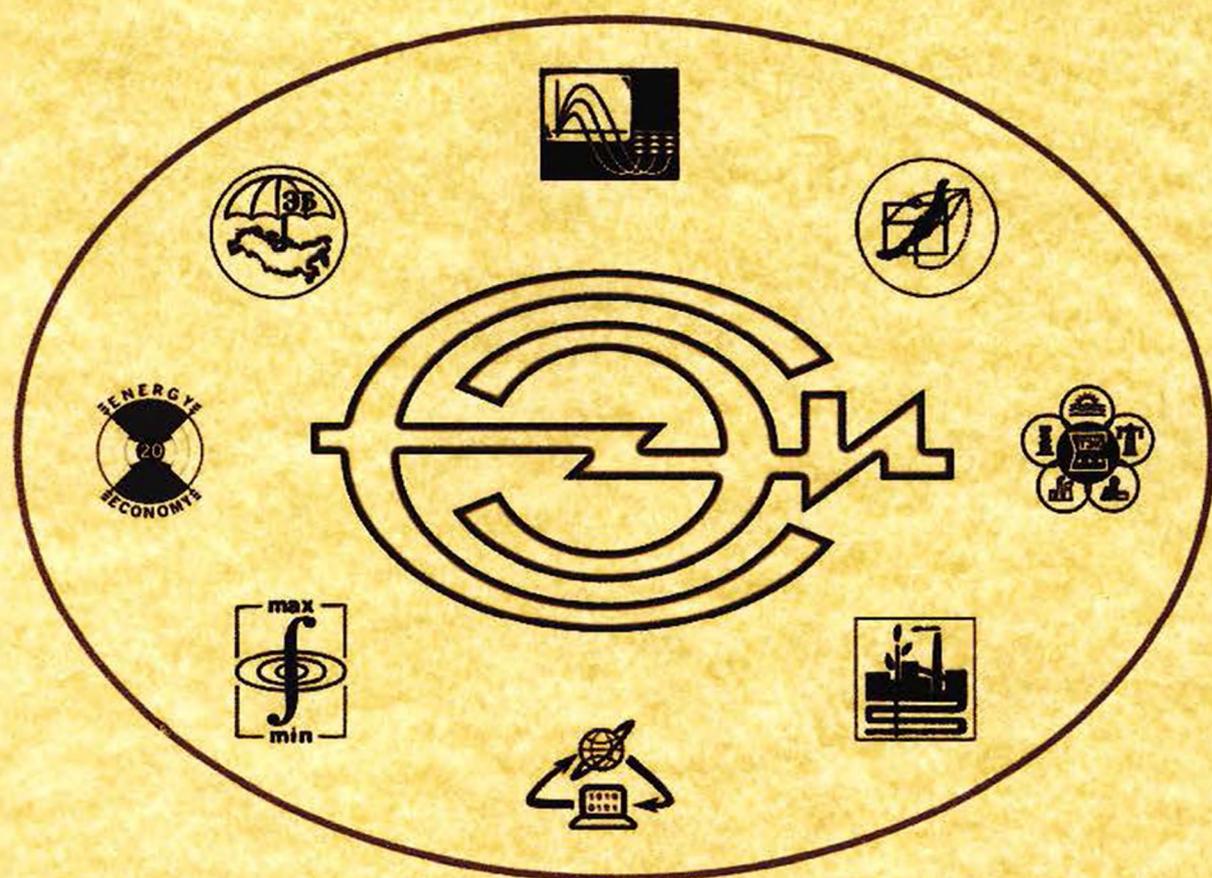


---

**ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ ИМ. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА  
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

---

# **СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ**



---

**СБОРНИК ТРУДОВ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ**

---

**ВЫПУСК 46**

ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН



## **СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ**

Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН

Выпуск 46

Ответственный редактор  
кандидат технических наук *А.С. Медников*

Иркутск  
2016 г.

УДК 620.9.001.57

**Системные исследования в энергетике** / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 46. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. – 202 с.

ISBN 978-5-93908-152-8

Рассматриваются разносторонние вопросы в области исследования, функционирования и развития систем энергетики, а также управления ими. Обсуждаются подходы к численному описанию процессов в энергетических установках, трубопроводных и электроэнергетических системах, а также затрагивающих топливно-энергетический комплекс. Исследуются возможности применения новых информационных технологий для решения задач энергетики.

Сборник адресован научным работникам и специалистам в области системных исследований в энергетике, может быть полезен студентам и аспирантам энергетических специальностей.

ISBN 978-5-93908-152-8

© Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2016

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Работы, вошедшие в сборник, представлены на ежегодной конференции научной молодежи ИСЭМ СО РАН, которая проходила с 22 марта по 5 апреля 2016 г. На сорок шестой конференции заслушан тридцать один доклад. Кроме молодых сотрудников и аспирантов ИСЭМ с докладами выступили представители ФГБОУ ВО «БГУ» и ФГБОУ ВО «ИРНИТУ». Представленные работы посвящены различным областям энергетики.

Конференция проходила в три этапа: подготовительный, отборочный и заключительный. На подготовительном этапе осуществлялся прием заявок и выпуск сборника тезисов докладов, а также рецензирование работ.

На отборочном этапе (отборочной сессии) участники представляли свои работы на четырех секциях Ученого совета: специализированные системы энергетики; межотраслевые, региональные и экологические проблемы развития энергетического комплекса; научно-технический прогресс в энергетике; прикладная математика и информатика.

Члены секций Ученого совета выполняли функции жюри данного этапа – оценивали доклады участников конференции по трем критериям (научная ценность, самостоятельность автора и качество выступления). По результатам голосования в каждой секции были выбраны лучшие доклады для представления в заключительном этапе.

Заключительный этап проводился на заседании Ученого совета. Члены Ученого совета путем рейтингового голосования определили победителей конкурса. 1 место со средним баллом 8.19 занял Дмитрий Карамов, 2 место со средним баллом 8.03 – Александр Луценко и 3 место разделили Яна Кузькина со средним баллом 7.56 и Илья Минарченко со средним баллом 7.55.

Оргкомитет конференции выражает благодарность рецензентам докладов и научным редакторам.

*Оргкомитет XLVI конференции-конкурса  
научной молодежи ИСЭМ СО РАН*

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие		3
Оглавление		4
<b>Специализированные системы энергетики</b>		<b>6</b>
Аксаева Е.С.	Разработка методики определения пропускной способности линии электропередачи для задач диспетчерского управления электроэнергетической системы и верификация её результатов	7
Криворот А.В.	Влияние распределенной генерации на динамическую устойчивость ЭЭС	14
Кузькина Я.И.	Алгоритмы выбора синхронизированных векторных измерений с ограниченным числом каналов	21
Луценко А.В.	Оптимизация гидравлических режимов распределительных тепловых сетей для минимизации уровня давления и мест приложения управлений	28
Сурнин Н.В.	Многоуровневое моделирование интегрированных энергетических систем для комплексного энергоснабжения крупных территориальных образований	38
Съемщиков Е.С.	Метод выявления успешно проведенных кибератак на базе динамического оценивания состояния электроэнергетической системы	45
Тихонов А.В.	Моделирование вставки постоянного тока на СТАТКОМах при решении задачи оценивания состояния ЭЭС	52
Шелехова В.Б.	Моделирование активного потребителя тепловой энергии в интеллектуальной интегрированной энергетической системе	59
<b>Научно-технический прогресс в энергетике</b>		<b>66</b>
Алексеюк В.Э.	Использование модифицированного метода Ньютона при расчете математической модели котельного агрегата ТПЕ-216М	67
Епишкин Н.О.	Усовершенствованный метод оптимизации по критерию минимального риска для энергоблоков с суперсверхкритическими параметрами пара	73
Масько А.В.	Оценка области использования котельных установок «Терморобот»	80
Ощепков В.В.	Оптимизация рабочих параметров шаровой барабанной мельницы ШК-32	86
Сафаров А.С.	Влияние условий взрывного вскипания на скорость распространения фронта испарения	91
<b>Межотраслевые, региональные и экологические проблемы развития энергетического комплекса</b>		<b>97</b>
Артемьев А.Ю.	Методика принятия решений при выборе района для размещения ВЭС с учётом неопределённости в отношении критериальных оценок	98

Воробьев С.В.	Особенности модельного обеспечения задачи распределения излишков газа в единой системе газоснабжения России	105
Добровольская Т.В.	Обоснование применения регрессионной модели для мониторинга и прогнозирования уровней теплотребления	111
Ершова Е.В.	Концепция совершенствования российской системы ценообразования на природный газ	117
Осипчук Е.Н., Осипчук В.Н.	Применение ГИС-технологий для оценки перспективного использования гидроэнергетических ресурсов	122
Смирнов К.С.	Оценка сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона: методический подход и результаты	129
Трофимов И.Л.	Элементы проекта интернет-сервиса «ESAS» на примере анализа текущего состояния и развития электроэнергетики Турции	138
<b>Прикладная математика и информатика</b>		<b>147</b>
Гальперов В.И.	Применение методики построения многоагентной системы оценивания состояний ЭЭС с использованием агентных сценариев и событийных моделей, для реализации конкретной системы	148
Гаськова Д.А.	Разработка экспертной системы для анализа угроз кибербезопасности в энергетических системах	155
Гах С.А.	Двойственная модель ОРИПЕС	162
Дресвянская Н.В.	Двухуровневая оптимизация в рыночных энергетических моделях	169
Колосницын А.В.	Стохастическое равновесие в электроэнергетической модели Курно	175
Минарченко И.М.	Коалиционные игры в разделении эффекта электроэнергетического объединения	182
Пестерев Д.В.	Преобразование когнитивных моделей угроз энергетической безопасности в продукционные правила экспертной системы	189
Пец Р.А.	Анализ и обработка слабоструктурированных данных из форм статистической отчетности	196

Специализированные  
системы энергетики  
(электроэнергетические и  
трубопроводные системы)

## **РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДЛЯ ЗАДАЧ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ И ВЕРИФИКАЦИЯ ЕЁ РЕЗУЛЬТАТОВ**

Е.С. Аксаева

### **Введение**

Одной из задач оперативно-диспетчерского управления режимами электроэнергетической системы (ЭЭС) является ведение режима с максимальным использованием пропускной способности линий электропередач. Параметром, характеризующим пропускную способность является максимально-допустимый переток активной мощности (МДП) в контролируемых линиях.

Для повышения эффективности управления режимами необходим подход, позволяющий в реальном времени осуществлять мониторинг МДП, производить оценку тяжести электрического режима и соответствующим образом корректировать МДП. В настоящее время в условиях широкомасштабного внедрения информационных технологий стало возможным определение МДП в цикле обработки телеметрии. Точное и соответствующее текущей режимной ситуации в энергосистеме определение МДП позволит максимально полно использовать пропускную способность существующих линий электропередачи при выполнении требований нормативной документации к надежности электроснабжения потребителей [1].

Задачей данной работы является разработка методики, позволяющей в режиме реального времени рассчитать МДП активной мощности в контролируемой линии, который максимально приближен к текущим схемно-режимным ограничениям.

### **Методы расчета МДП в реальном времени**

Принцип работы современных систем расчета МДП заключается в циклической (каждые 30 сек) загрузке из оперативно-информационного комплекса данных телеметрии об актуальном режиме и в последующей привязке их к заранее созданной расчетной схеме энергосистемы. Далее выполняется оценка режима, утяжеление по заранее заданным векторам изменения режима и определение предельного по устойчивости перетока мощности. В соответствии с нормативными критериями рассчитывается значение МДП и результаты выводятся на экран [1].

В практике оперативно диспетчерского управления наиболее распространенным способом расчета МДП является *метод последовательного утяжеления* исходного установившегося режима. Утяжеление режима заключается в постепенном изменении параметров исходного режима до тех пор, пока режим станет неосуществимым. Критерием, указывающим на неосуществимый режим является расхождение итерационного процесса, а за предельный режим принят режим, предшествующий неосуществимому. При этом, ограничение перетока активной мощности выражается в необходимости обеспечения 20% запаса перетока активной мощности относительно предельного значения, полученного на последнем шаге при установившемся режиме в процессе его утяжеления [2].

В работе [3] описан метод непрерывного утяжеления. *Метод непрерывного утяжеления* заключается в разовом задании параметров утяжеления, например

активных мощностей электростанций, такими, при которых режим будет заведомо не устойчив, и последующем автоматическом определении параметров предельного режима путем уменьшения значений мощностей электростанций, выступающих в качестве параметров утяжеления, на величины небалансов мощности в этих узлах.

В работе [4] описывается метод, основанный на использовании *уравнений предельных режимов*. Задача определения предельных режимов сводится к решению уравнений установившегося режима каким-либо итерационным способом, на каждой итерации совместно решается система линейных уравнений.

Основными недостатками работы современных систем расчета МДП являются длительность получения результата и необходимость выбора траектории утяжеления режима. Длительность обуславливается большим числом предварительных расчетов, которые необходимо выполнить перед непосредственным получением величины МДП. При утяжелении различных исходных режимов одна и та же траектория дает различные результаты. Рассматривают, как правило, несколько наиболее характерных траектории утяжеления, из которых выбирается та, что характеризуется наименьшими контролируруемыми предельными параметрами [5]. Полученное значение МДП может не соответствовать текущему режиму и не будет гарантировать, что пропускная способность линии используется максимально.

В данной статье предлагается методика, которая позволяет избежать трудностей связанных с выбором исходного режима, поскольку в качестве исходного режима используется режим, полученный от систем сбора данных в режиме реального времени. В результате, полученное значение МДП будет максимально соответствовать текущему режиму.

### Описание методики

Исходной информацией для определения МДП является оперативная информация и величина, заведомо превышающая реальный МДП ( $P_{lk}^{III\_МДП}$ ).

Вектор измерения выглядит как:

$$\bar{y}^{PE3} = (U_i, \delta_i, Q_i, P_i, Q_{ij}, P_{ij}, P_{lk}^{III\_МДП}), \quad (1)$$

где  $U_i$  – модуль напряжения в узле,  $\delta_i$  – фаза напряжения в узле,  $Q_i$  – инъекции реактивной мощности в узле,  $P_i$  – инъекции активной мощности в узле;  $Q_{ij}, P_{ij}$  – перетоки реактивной и активной мощностей в линиях и трансформаторах;  $P_{lk}^{III\_МДП}$  – псевдоизмерение МДП в линии  $l - k$  (ПИ МДП).

Предлагаемая в работе методика заключается в разовом задании величины, заведомо превышающей МДП контролируемой линии и в последующем автоматическом определении реального МДП, соответствующего текущим параметрам режима с учетом корректировки некоторых параметров режима в пределах регулирования. Измерения параметров, воздействием на которые достигается регулирование режима, условно называются измерениями регулируемых параметров. Измерения остальных параметров режима называются измерениями нерегулируемых параметров.

Задача расчета МДП заключается в поиске допустимых значений максимально приближенных к заданному недопустимому  $P_{lk}^{III\_МДП}$  и сводится к минимизации целевой функции наименьших взвешенных квадратов:

$$J(x) = (\bar{y} - y(\hat{x}))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(\hat{x})) + (P_{lk}^{III\_МДП} - P_{lk}(\hat{x}))^T R_p^{-1} \cdot (P_{lk}^{III\_МДП} - P_{lk}(\hat{x})), \quad (2)$$

где  $\bar{y}$  – измеренные параметры режима;  $\hat{x}$  – оценки вектора состояния;  $R_y^{-1}$  и  $R_p^{-1}$  – весовые коэффициенты измерений параметров режима и  $P_{lk}^{III\_МДП}$ , соответственно.

Получение желаемого режима с требуемой точностью из любой рассматриваемой точки возможно за счет корректного выбора весовых коэффициентов псевдоизмерений МДП (в.к. ПИ МДП). Задача подбора в.к. ПИ МДП решается заранее методом перебора в.к с учетом системных ограничения и критерия подбора в.к. ПИ МДП [6].

Решение задачи определения МДП минимизацией критерия (2) называется модифицированным оцениванием состояния (МОС). Название метода объясняется тем, что, как и в классическом оценивании состояния, в качестве исходной информации используется информация от системы сбора данных. Модифицированный - потому что в исходные данные добавляется неоперативная информация, из-за чего полученный режим, называемый результирующим, не соответствует текущему. Результирующий режим – это режим с максимально допустимыми перетоками в контролируемых линиях, с изменившимися регулируемыми параметрами в диапазоне системных ограничений и с параметрами текущего режима в остальной части ЭЭС [7].

Решение поставленной задачи по данной методике выполняется в два этапа: режим «off-line» и режим «on-line».

### Режим «off-line»

На начальном этапе в режиме «off-line» создается архив срезов измерений для того, чтобы сформировать ретроспективные данные о функционировании ЭЭС. Создание архива срезов измерений выполняется в программе State+ [8] в следующем порядке:

1. Вычисляется установившийся режим (например, по контрольному замеру).
2. Из архива данных выбираются типовые графики активной и реактивной нагрузки для каждого нагрузочного узла.
3. Для каждой точки графика нагрузки вычисляется установившийся режим.
4. Все вычисленные режимы записываются в базу данных УР.
5. Из базы данных УР выбираются измеряемые параметры режима  $y_{уст}$ . Для формирования нового среза измерений на  $y_{уст}$  накладываются погрешности измерения  $x_{сл}$ , сгенерированные датчиком случайных чисел:

$$\bar{y} = y_{уст} + x_{сл} \sigma_y, \quad (3)$$

где  $x_{сл} \rightarrow N(0,1)$ ,  $\sigma_y^2$  – дисперсия измерения.

6. Все полученные срезы сохраняются в базе данных срезов измерений.

Далее формируется база данных в.к. В.к. ПИ МДП, определяющие оптимальный результат МОС, подбираются автоматически в программе State+ в соответствии с алгоритмом:

1. Задаются исходные данные: значение  $P_{ij}^{ПИ\_МДП}$ , начальное приближение и шаг изменения весовых коэффициентов  $P_{ij}^{ПИ\_МДП}$ , количество расчетов МОС. Задаются диапазоны изменения регулируемых параметров таким образом, чтобы обеспечить возможность имитации регулирующих воздействий. Границы изменения регулируемых параметров режима определяются системными ограничениями.

2. Начинается процедура подбора весовые коэффициенты для  $P_{ij}^{ПИ\_МДП}$ . Суть процедуры заключается в переборе в.к. от заданных начального до конечного значений. При каждой смене в.к. выполняется МОС по заданному срезу. После окончания перебора в.к. набор в.к., при котором регулируемые параметры не выходят за пределы регулирования, и значение МДП контролируемой линии максимально, сохраняется для обрабатываемого среза.

3. Происходит переход к следующему срезу из базы данных. Начинается новый перебор в.к. ПИ МДП.

На рис. 1 представлен фрагмент базы данных весовых коэффициентов. В базе данных записаны измерения параметров режима и значения их весовых коэффициентов. Серым цветом выделен переток активной мощности и значение в.к в контролируемой линии.

Измерения	Срез 1	Вк1	Срез 2	Вк2	Срез 3	Вк3	Срез 4	Вк4	Срез 5	Вк5	Срез 6	Вк6	Срез 7	Вк7
	-932.3586	10	-923.0081	10	-939.0369	10	-939.0369	10	-939.0369	10	-929.0193	10	-929.0193	10
	-513.3315	36	-526.4765	36	-503.6792	36	-503.6792	36	-503.6792	36	-518.0744	36	-518.0744	36
	-589.2745	10	-589.2745	10	-589.2745	10	-589.2745	10	-589.2745	10	-589.2745	10	-589.2745	10
	603.3298	10	603.3298	10	603.3298	10	603.3298	10	603.3298	10	603.3298	10	603.3298	10
	331.0008	10	331.0008	10	331.0008	10	331.0008	10	331.0008	10	331.0008	10	331.0008	10
	322.8386	120	322.8386	220	322.8386	90	322.8386	90	322.8386	90	322.8386	140	322.8386	140
	-30.8670	36	-30.8670	36	-30.8670	36	-30.8670	36	-30.8670	36	-30.8670	36	-30.8670	36
	-22.4237	36	-22.4237	36	-22.4237	36	-22.4237	36	-22.4237	36	-22.4237	36	-22.4237	36
	-15.6993	36	-15.6993	36	-15.6993	36	-15.6993	36	-15.6993	36	-15.6993	36	-15.6993	36

Рис.1 Фрагмент базы данных весовых коэффициентов

Для того, чтобы автоматизировать процесс подбора в.к. в режиме «on-line» используются обученные искусственные нейронные сети (ИНС). В работе применяется ИНС Кохонена. Обучающая выборка для сети Кохонена состоит только из входных данных, которые представляют собой измерения параметров режима из базы данных срезов измерений. Отнесение входных данных к определенному классу проводится путем их сравнения с типичными элементами разных классов и выбора ближайшего. Ответом сети является указание классов, к которым принадлежат примеры из обучающей выборки. Каждому классу соответствует определенный набор в.к. ПИ МДП [9].

### Режим «on-line»

Блок-схема алгоритма расчета МДП в контролируемых линиях показана на рис.2.

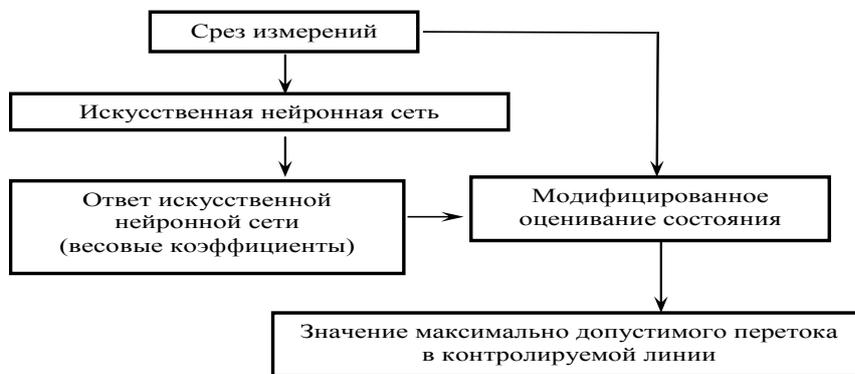


Рис.2 Блок-схема работы алгоритма

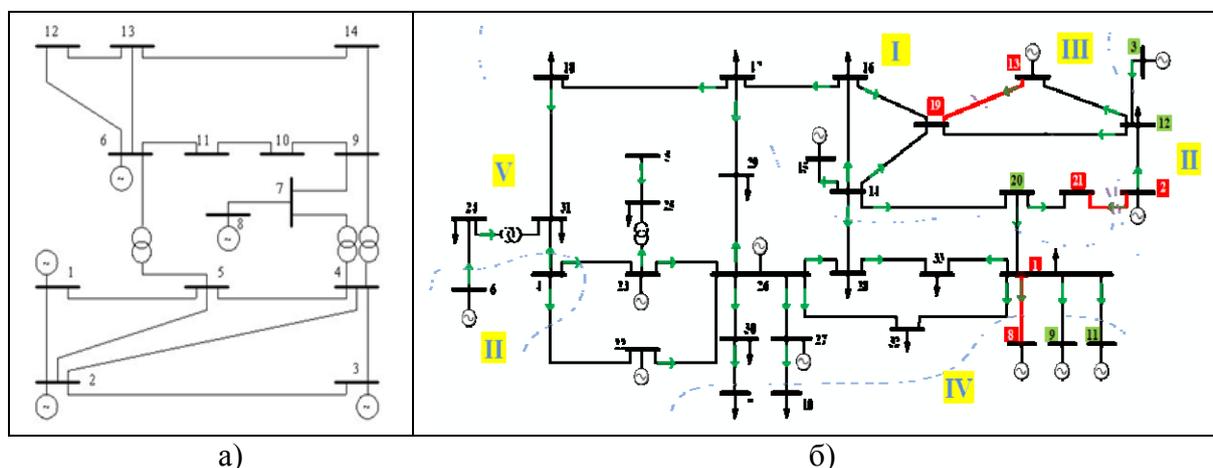
Срез измерений, поступающий от системы сбора данных загружается одновременно на 2 блока: блок МОС, блок ИНС. ИНС по предоставленному срезу измерений распознает класс, к которому относится текущий режим и определяет набор в.к. ПИ МДП. С полученным набором в.к. выполняется МОС. Результатом МОС являются значения МДП активной мощности в контролируемых линиях, которые максимально приближены к действительным.

## Верификация методики

Для верификации результатов МДП проводились расчеты с использованием предлагаемой методики и при помощи метода утяжеления. Для реализации метода утяжеления применялись программы, написанные в среде Matlab [10]. Для реализации метода МОС - программа State+ и ИНС.

Целью расчетов стало уточнение МДП в контролируемых линиях заданных схем. Для этого в программе State+ задаются системные ограничения, накладываемые на регулируемые и нерегулируемые параметры режима. Под ограничениями понимаются верхние и нижние значения напряжений, величины располагаемой активной и реактивной мощностей в ЭЭС.

В качестве *тестового примера* выбрана 14-ти узловая схема IEEE. Схема представлена на рис.3а. Узел 1 балансирующий, узлы 2,3,6,8 являются PU-узлами. Линия 1-5 является контролируемой линией. Узлы 1 и 5 это узлы с регулируемыми параметрами, узлы в остальной части схемы это узлы с нерегулируемыми параметрами. Для тестовой схемы необходимо в режиме реального времени уточнить МДП активной мощности по контролируемой линии 1-5, который соответствует текущим схемно-режимным ограничениям.



а) тестовая 14-ти узловая схем IEEE; б) 33-х узловая схема

Рис. 3 Конфигурация схем

Системные ограничения, накладываемые на регулируемые параметры режима: повышение напряжения допускается на 4,8% от  $U_n$ , минимальным напряжением считается номинальное [11]. Рабочая мощность в узле 1 равна 600 МВт. В узлах 1 и 5 регулирование реактивной мощности возможно в диапазоне от -100 до +100 Мвар. Напряжения, инъекции активной и реактивной мощностей в узлах с нерегулируемыми параметрами остаются такими же, как и в текущем режиме, изменение допускается только в диапазоне заданной точности измерений.

Результаты расчетов перетоков в установившемся и предельном режимах методом МОС и методом утяжеления представлены в таблице 1. Из таблицы видно, что значения перетоков активной мощности, вычисленные разными способами, практически одинаковы. Отличия на величину погрешности измерения допустимы.

В качестве примера решения *реальной задачи* рассматривается схема, состоящая из 33 узлов и 40 связей. Схема представлена на рис.3б Узел 1 балансирующий, узлы 3,27 являются PU-узлами. Линии 8-1, 2-21, 13-19 являются контролируемыми линиями. Узлы 1,2,8,13,19,21 это узлы с регулируемыми параметрами, узлы в остальной части схемы это узлы с нерегулируемыми параметрами. В режиме реального времени

требуется уточнить МДП для одновременной передачи дополнительной мощности по контролируемым линиям 1-8, 2-21 и 13-19.

Таблица 1

Результаты расчета МДП 14-ти узловой схемы

Номер линии		Значение перетоков активной мощности, полученные		Значения перетоков в рез режиме	
		УР	ОС	Методом утяжеления	МОС
1	5	75,51	75,49	140	141,87

Системные ограничения: рабочая мощность в узле 1 не должна превышать 1000МВт, в узле 2 – 1500 МВт, 13 - 2000 МВт . Регулирование реактивной мощности в узле 2 возможно в диапазоне от 0 до 1888 МВар, в узле 8 от 0 до 944 МВар, в узле 13 от 0 до 3776МВар. Напряжения, инъекции активной и реактивной мощностей в узлах с нерегулируемыми параметрами остаются такими же, как и в текущем режиме, изменение допускается только в диапазоне заданной точности измерений.

В таблице 2 представлены результаты расчета МДП методом утяжеления и методом МОС.

Таблица 2

Результаты расчета МДП 33-ти узловой схемы

Номер линии		Значение перетоков активной мощности, полученные методом утяжеления		Значения максимально допустимых перетоков, полученные методом МОС	
		Текущий переток	МДП	Текущий переток	МДП
1	8	-124,24	-462	-124,02	-466
2	21	22,6	65,3	19,9	69,32
13	19	13,07	37,5	13,65	37,00

## Заключение

Проведен анализ современных методов расчета МДП и выявлена необходимость разработки нового подхода к определению МДП в режиме реального времени; предложена новая методика определения МДП в контролируемых линиях электропередачи в режиме реального времени. Использование предложенной методики позволит автоматически определять МДП в темпе изменения режимных параметров.

Методика включает в себя модифицированное оценивание состояние и обученные искусственные нейронные сети. Доказана работоспособность новой методики.

Проведена верификация результатов, путем сравнения с результатами, полученными при использовании современных методов определения МДП. Расчеты, выполняемые по предложенной методике, совпадают с результатами расчетов по методу утяжеления с точностью до 1 процента.

*Разработанная методика расчета максимально допустимых перетоков в контролируемых линиях позволяет:* сократить время расчета МДП, за счет того, что расчеты выполняются непосредственно по оперативной информации; определить МДП с заданной точностью из любой рассматриваемой точки за счет корректного выбора весовых коэффициентов псевдоизмерений МДП; повысить эффективность расчетов МДП путем автоматизации проводимых расчетов; получить величину МДП, которая максимально приближена к реальным условиям сети, что обеспечит наиболее полное

использование пропускной способности в любом режиме; избежать трудностей, связанных с выбором ВИР.

## Литература

1. Волков А.В. Анализ реализованных в программном обеспечении подходов к автоматизации расчета МДП/АДП. Применение программного обеспечения и необходимость его развития // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9 – 13 ноября 2015, Иваново. – В 2 т. Т 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский гос. энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 79-82.
2. Поляков И.А., Чугунов Г.А., Хомутов С.О. Программа расчета области допустимых режимов работы в контролируемых сечениях энергосистемы // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции, 9 – 13 ноября 2015, Иваново. – В 2 т. Т 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. –С. 175-18.
3. Тарасов В.И. Метод непрерывного утяжеления для определения предельных по статической устойчивости режимов электроэнергетических систем// Электричество. - 2004. - №9. - С. 12 – 18.
4. Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления ЭЭС // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1987. - №3.- С.25-33.
5. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277. -12с.
6. Аксаева Е.С. Настройка программы оценивания состояния результирующего режима // 5-я международная молодежная научно-техническая конференция “Электроэнергетика глазами молодежи”, 10-14 ноября 2014. - Том1. – С. 271-275.
7. Глазунова А.М., Аксаева Е.С. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы. //Электричество. 2013. - №12.- С.21-29.
8. Съёмщиков Е. С., Глазунова А. М. Построение модели функционирования электроэнергетической системы // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды V международной молодежной научно-технической конференции. – Томск, 10-14 ноября 2014. – Том 1. - С. 116-120.
9. Аксаева Е.С. Применение искусственных нейронных сетей при выработке управляющих воздействий для решения оперативно диспетчерских задач // Системные исследования в энергетике/ Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН-Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. - Вып.45. – С. 7-13.
10. Ray D. Zimmerman Carlos E. Murillo-S\_anchez. Matpower 5.1 User's Manual// Power Systems Engineering Research Center (Pserc). March 20, 2015.- 39 p.
11. Александров Г.Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи. Учебное пособие. Санкт-Петербург, центр подготовки кадров энергетики, 2006. - 139 с.

## ВЛИЯНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЭС

А.В. Криворот

### Введение

Появление распределенной генерации в электроэнергетической системе (ЭЭС) создает определенные технические проблемы, которые связаны с изменением свойств энергосистемы, возможностей управления ею в нормальных и аварийных условиях. Это требует тщательного изучения свойств и характеристик установок распределенной генерации, разработки их математических моделей, а также влечет необходимость проведения исследований влияния распределенной генерации на динамическую устойчивость ЭЭС. Кроме этого, распределенная генерация в энергосистеме требует разработки новых методов и алгоритмов противоаварийного управления в ЭЭС. Для решения поставленных задач были проведены исследования, структура которых показана на рис.1.

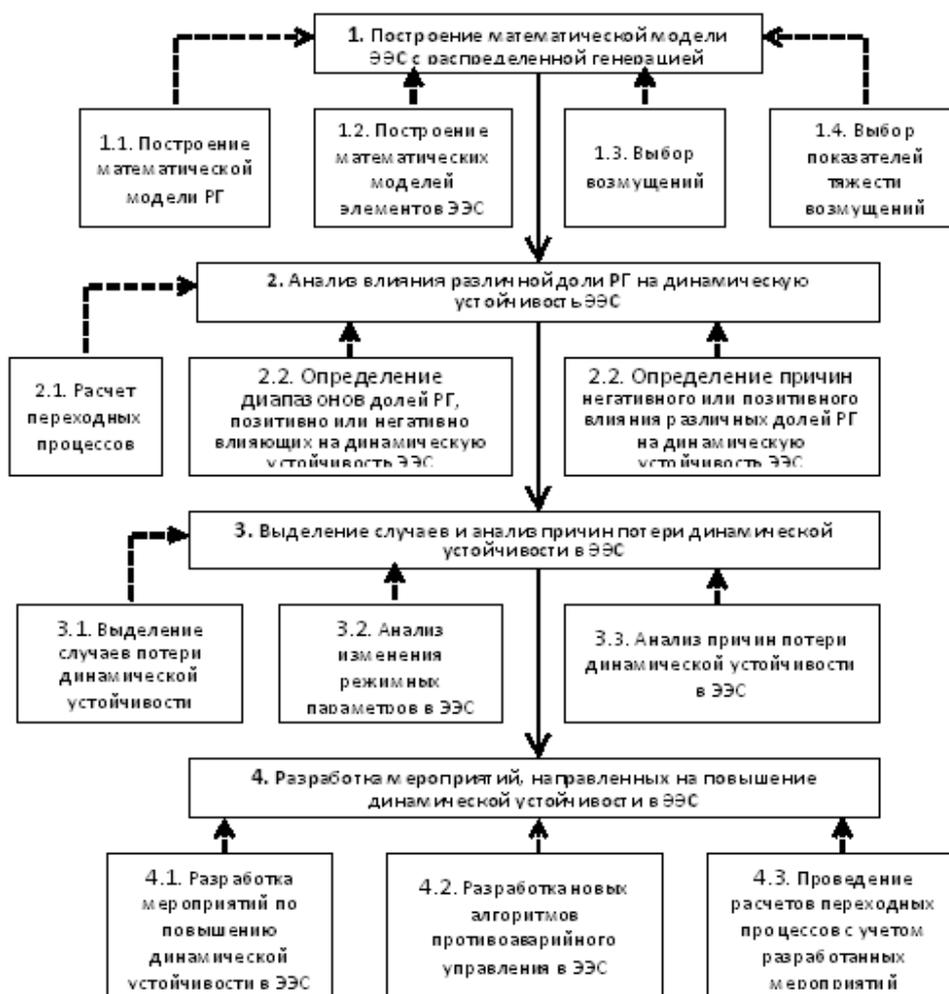


Рис.1. Структура исследований

В качестве установок распределенной генерации рассматривались установки на традиционных видах топлива (газотурбинные, паротурбинные и газопоршневые установки). Данный выбор был основан на том, что ожидаемыми центрами развития распределенной генерации в первую очередь будут являться крупные промышленные предприятия со сравнительно низкой себестоимостью вторичных энергоресурсов (топливный газ, пар и т.д.).

## Построение математических моделей

Важные допущения, принимаемые при расчете электромеханических переходных процессов, касаются учета изменения скорости роторов синхронных машин, реакции якоря в них и электромагнитных процессов. Такие допущения справедливы для синхронных машин (СМ) сравнительно большой мощности, обладающих большой постоянной инерцией, и массивными демпферными контурами. Однако возникает вопрос о применимости данного подхода к машинам малой мощности, характеризующимся небольшой инерцией и отсутствием демпферных обмоток. Для определения возможности применения упрощенных математических моделей для СМ малой мощности был проведен численный эксперимент. Расчет проводился над двух математических моделях, построенных для неявнополюсного турбогенератора малой мощности – полной модели (уравнения Горева-Парка) и упрощенной модели (уравнения Лебедева-Жданова). Значения параметров генератора приведены в табл.1-2.

Таблица 1

Параметры турбогенератора

$P_{НОМ}$ (МВт)	$U_{НОМ}$ (кВ)	кпд	$T_j$ (сек)	$x'_d$ (%)	$x_d$ (%)	$x_{ad}$ (%)	$r_C$ (Ом)	$r_B$ (Ом)	$U_B$ (В)	$I_{Вном}$ (А)
7,5	6,3	0,96	3	17,2	165	160	0,0124	0,341	135	256

Таблица 2

Параметры турбогенератора в относительных единицах

$P$ (о.е)	$U$ (о.е)	$T_j$ (сек)	$x'_d$ (о.е)	$x_d$ (о.е)	$x_{ad}$ (о.е)	$r_C$ (о.е)	$r_B$ (о.е)	$L_B$ (о.е)	$U_B$ (о.е)	$I_B$ (о.е)
0,96	1	3	0,172	1,65	1,6	0,0024	0,0015	1,7356	0,0017	1,1715

Исследовались случаи с сохранением и потерей динамической устойчивости генераторов. В качестве возмущений рассматривалось снижение напряжения на выводах генератора на 20% и 50%. На рис.2 приведены зависимости скольжения генераторов от угла.

На основании полученных результатов был сделан вывод о том, что использование упрощенных моделей переходных электромеханических процессов для СМ, характеризующихся малой инерцией и отсутствием демпферных контуров, допустимо.

При проведении исследований влияния распределенной генерации на динамическую устойчивость ЭЭС использовались классические математические модели трансформаторов, линий электропередачи, традиционных генераторов. В качестве систем автоматического регулирования СМ использовались регуляторы пропорционального действия, которыми традиционно комплектуются СМ малой мощности. Мощность турбины принималась постоянной. В качестве возмущений рассматривались трехфазные короткие замыкания на линиях ЭЭС.

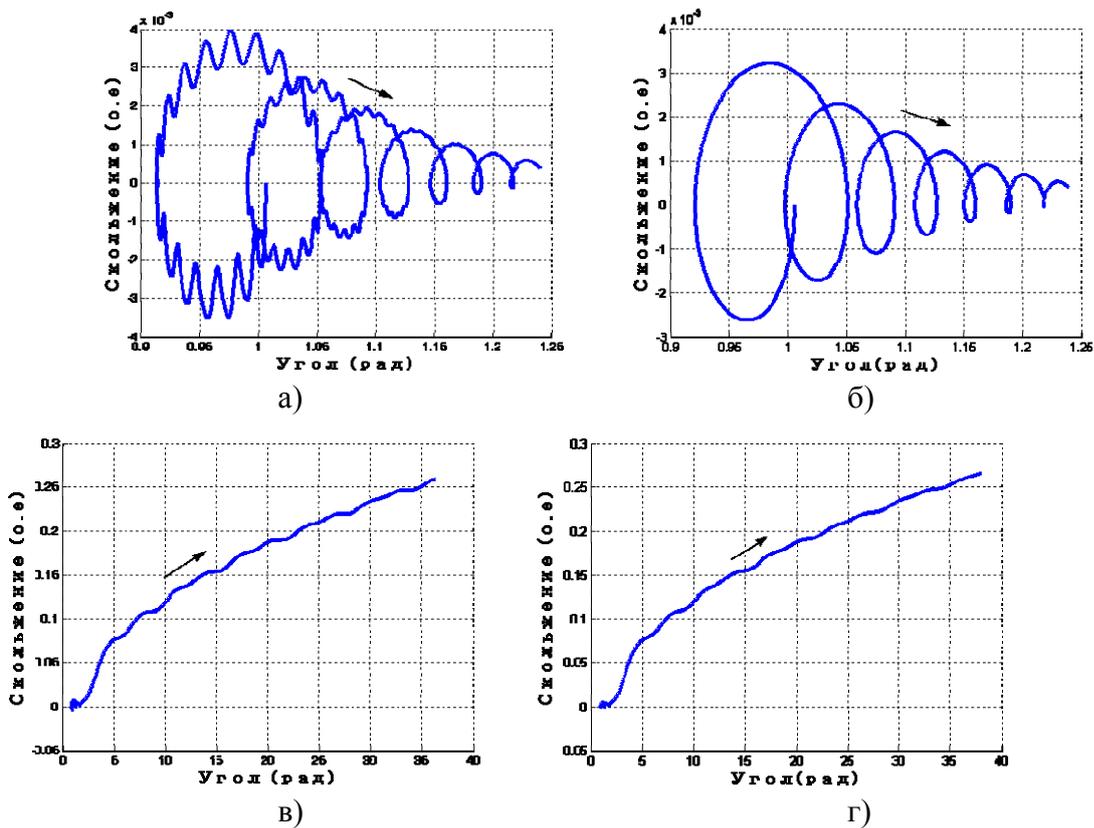


Рис.2. Зависимость скольжения генератора от угла:

а) модель Горева-Парка (сохранение устойчивости), б) модель Лебедева-Жданова (сохранение устойчивости), в) модель Горева-Парка (потеря устойчивости), г) модель Лебедева-Жданова (потеря устойчивости)

При проведении исследований применялись численные методы расчета установившегося режима и переходного электромеханического процесса. Для оценки влияния распределенной генерации на протекание переходных процессов в ЭЭС использовались значения отключаемой мощности нагрузки и генерации. Для расчета нелинейных алгебраических уравнений установившегося режима применялся метод Ньютона-Рафсона, а для расчета дифференциальных уравнений переходных процессов использовался метод Рунге-Кутты четвертого порядка. Расчетные методы были реализованы автором на языке MATLAB.

### Результаты исследований влияния распределенной генерации на динамическую устойчивость ЭЭС

Исследования влияния распределенной генерации на устойчивость распределительной сети и ЭЭС проводились на тестовых схемах, показанных на рис.3. Схема распределительной сети (рис.3а) состоит из 11 узлов, схема ЭЭС – из 27 узлов (рис.3б).

При проведении исследований влияния распределенной генерации на динамическую устойчивость ЭЭС, было рассчитано 24 690 вариантов включения различных долей распределенной генерации в энергосистему. По результатам анализа определено, что наиболее потенциально опасным диапазоном суммарной доли распределенной генерации в ЭЭС является 30%-80% от суммарной мощности нагрузки ЭЭС (рис.4). В этом диапазоне долей наблюдается наибольшая мощность отключения нагрузки и генерации. Это связано с тем, что в этом диапазоне наиболее возможны

случаи сосредоточения установок распределенной генерации в отдельных областях ЭЭС, создавая, тем самым, новые дефицитные и избыточные части ЭЭС. Появления тяжелых возмущений на линиях, связывающие эти части, приводит к потере динамической устойчивости. При малых (до 30%) и больших долях (более 80%) возможность появления таких областей снижается [1].

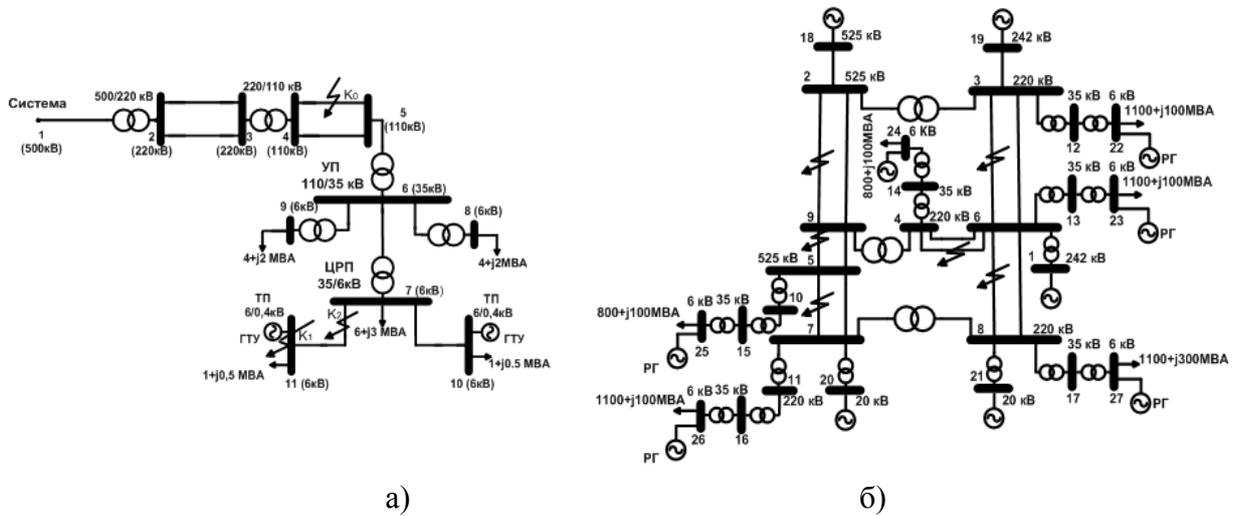


Рис. 3. Тестовые схемы: а) распределительная сеть, б) электроэнергетическая система

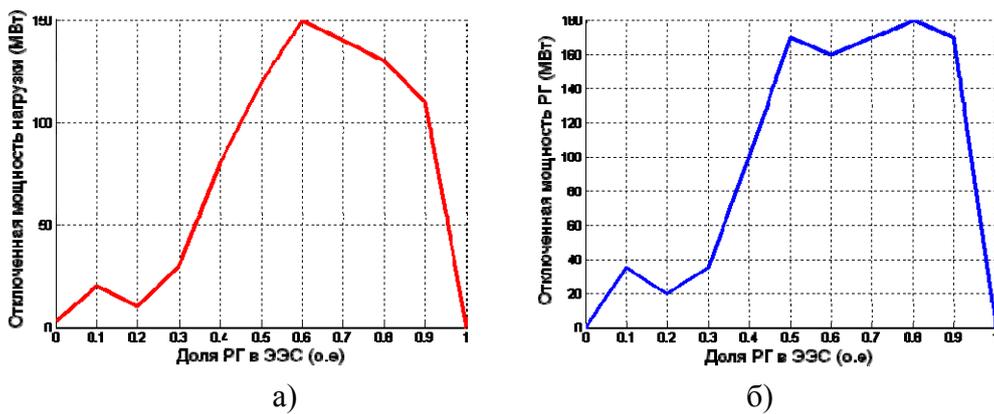


Рис.4. Зависимости отключенной мощности от суммарной доли РГ

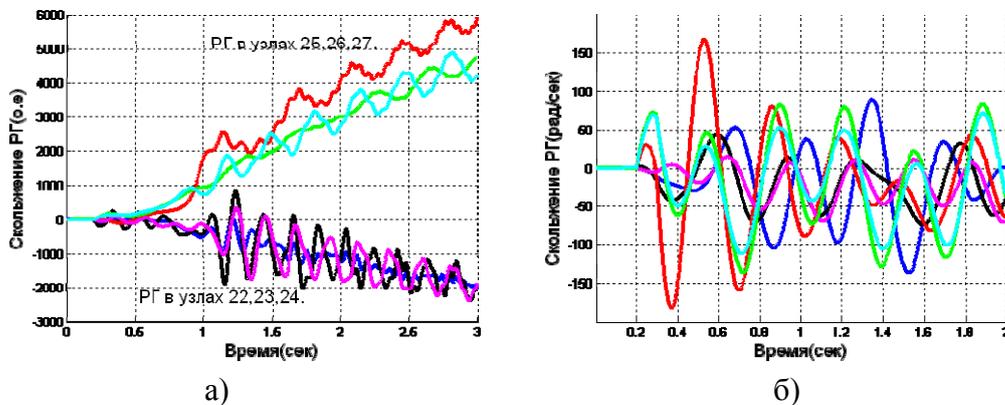


Рис.5. Скольжение генераторов в ЭЭС при суммарной доле РГ 68%:  
а) равномерное распределение РГ по ЭЭС, б) неравномерное распределение РГ по ЭЭС

Также установлена важная роль распределения малых генераторов по ЭЭС. Точно определено (рис.5), что равномерное распределение малой генерации по ЭЭС, оказывает положительное влияние на динамическую устойчивость ЭЭС.

При анализе механизма потери динамической устойчивости установлено, что признаком потери динамической устойчивости в ЭЭС является неограниченный рост угла электропередачи на неустойчивых линиях. При этом на линиях формируются электрические центры качаний, характеризующиеся глубоким снижением напряжения[1,2]. На рис.6 показаны зависимости от времени режимных параметров неустойчивой линии при потере динамической устойчивости.

При проведении анализа влияния распределенной генерации на распределительную сеть, установлено, что увеличение мощности генерации может вызвать опасные колебания углов электропередачи между узлами с установками распределенной генерации и без таковых (в силу инерции установок распределенной генерации), что приводит к глубоким снижениям напряжения и потере динамической устойчивости [3, 4]. На рис.7 показано изменение режимных параметров в узлах распределительной сети при протекании переходного процесса.

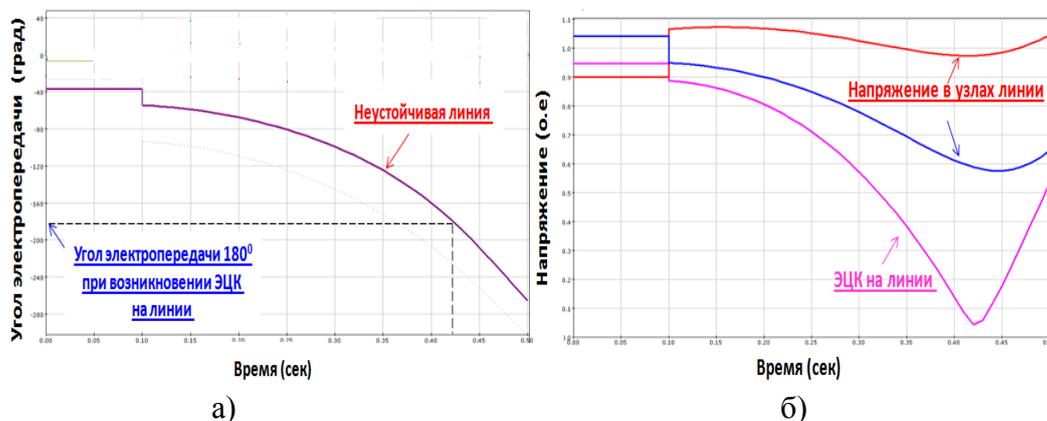


Рис.6. Зависимость режимных параметров неустойчивой линии от времени: а) угол электропередачи, б) напряжение в узлах

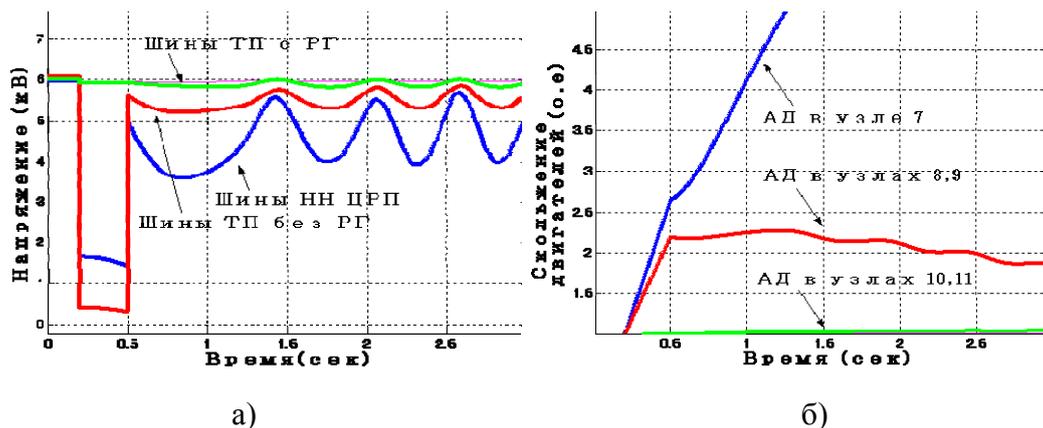


Рис.7. Зависимость режимных параметров от времени при доле РГ больше мощности нагрузки: а) напряжений в узлах, б) скольжение асинхронных двигателей (АД)

### Разработка мероприятий по повышению динамической устойчивости в ЭЭС с распределенной генерацией

Для повышения степени устойчивости энергосистемы предлагается использовать объединенные регуляторы потоков мощности (ОРПМ), применение которых позволит

управлять потоками мощности в линиях посредством корректировки реактивной проводимости линий. Разработан алгоритм адаптивного управления, основанный на методе секущих с корректировкой границ срабатывания ОРПМ [5]. Корректировка границ направлена на сужение диапазона срабатывания, что обеспечивает сходимость процесса регулирования. На рис.8 показана зависимость режимных параметров от времени при протекании переходного процесса.

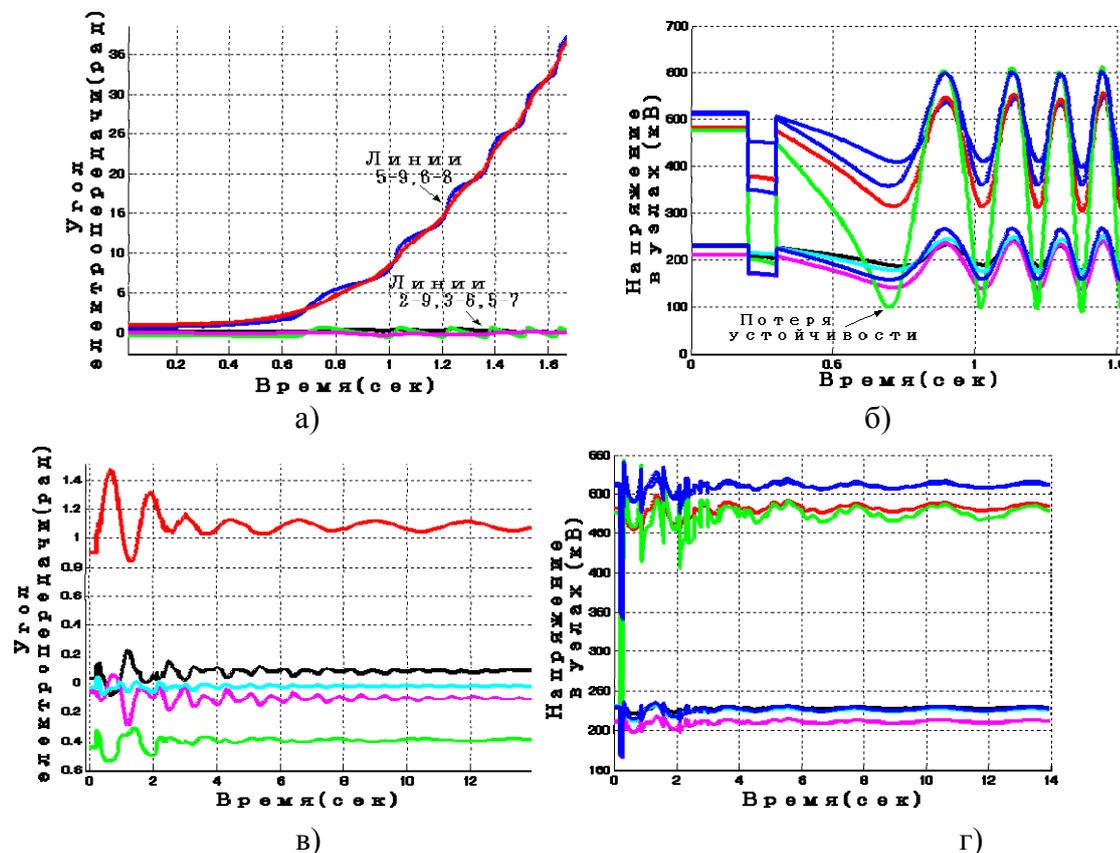


Рис.8. Зависимость режимных параметров от времени:

- а) углы электропередачи линий без использования ОРПМ, б)напряжение в узлах без использования ОРПМ, в)углы электропередачи линий с использованием ОРПМ, г) напряжение в узлах с использованием ОРПМ

## Выводы

Внедрение РГ в ЭЭС может вызвать появление избыточных и дефицитных областей, что негативно повлияет на динамическую устойчивость ЭЭС. Потеря динамической устойчивости в ЭЭС характеризуется ростом углов электропередачи и наличием ЭЦК на неустойчивых линиях. Использование ОРПМ, позволяющих проводить быструю корректировку проводимости линий, дает возможность регулировать потоки активной мощности и обеспечить динамическую устойчивость генераторов в ЭЭС.

## Литература

1. Криворот А.В. Влияние различной доли распределенной генерации на динамическую устойчивость ЭЭС //Системные исследования в энергетике/Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып.43.- Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013.-с.30-35.

2. Криворот А.В. Ефимов Д.Н. Выявление признаков потери динамической устойчивости в ЭЭС. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: вып.64. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы/ Минск, 2015г.- с.344-350.
3. Криворот А.В. Влияние распределенной генерации на переходные электромеханические процессы, в распределительной сети. Материалы всероссийской НПК «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири»–Иркутск: Изд-во ИРГТУ, 2013.- Том 2. –с.136-139.
4. Криворот А.В. Неоднозначное влияние распределенной генерации на динамическую устойчивость распределительной сети при тяжелых возмущениях. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: вып.64. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы/ ИСЭМ СО РАН, 2014г.- с.156-163.
5. Криворот А.В. Противоаварийное управление в распределительной сети с распределенной генерацией //Системные исследования в энергетике/Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып.44.- Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014.-с.43-49.

## АЛГОРИТМЫ ВЫБОРА СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ С ОГРАНИЧЕННЫМ ЧИСЛОМ КАНАЛОВ

Я.И. Кузькина

### Введение

Состояние электрической сети на любом уровне диспетчеризации может быть получено в реальном времени при одновременном измерении переменных режима ЭЭС и обработке измерительной информации алгоритмами оценивания состояния (ОС). Условие выбора состава измерений, точности и темпа обновления измерительной информации, обеспечивающее получение надежной и качественной информации о состоянии ЭЭС, называется наблюдаемостью. В данной работе исследуется *топологическая наблюдаемость* (ТН), определяемая топологией схемы сети и составом измерений [1].

Для ОС могут использоваться традиционные SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) измерения, включающие модули напряжений, активные и реактивные перетоки и узловыи мощности, и/или *PMU (Phasor Measurement Units)* измерения вектора напряжения в узле установки PMU и векторов токов в смежных связях. Использование PMU измерений обеспечивает их синхронизацию, повышение точности, надежности наблюдаемости и идентификацию плохих данных.

Множество работ посвящено проблеме выбора минимального числа измерений для обеспечения наблюдаемости и решения задачи ОС. Обзор большого числа предложенных в иностранных работах методов выбора состава и размещения PMU приводится в работе [2]. Для решения оптимизационной задачи в этих работах используются такие методы, как имитация отжига, теория графов, генетические алгоритмы, целочисленное линейное программирование (ЦЛП). К последним отечественным работам в этой области относятся работы [3, 4], предлагающие алгоритмы выбора минимального состава измерений на основе ЦЛП.

В работах [4-8] для снижения общего числа PMU, необходимых для обеспечения наблюдаемости, предлагается использовать имеющиеся в сети измерения перетоков мощности в связях и/или нулевые токовые инъекции в транзитных узлах системы.

Выбор оптимального состава PMU рассматривается для различных режимных ситуаций, таких как:

нормальные условия функционирования – *Задача 1* [3, 4, 6];

выпадение отдельных связей – *Задача 2* [3, 4, 6];

выход из строя отдельных PMU (двойная избыточность) – *Задача 3* [3, 4];

выпадение отдельных измерений (измерительных каналов) – *Задача 4* [3, 4, 9].

Последнее условие равносильно требованию отсутствия в системе критических измерений, выпадение которых приводит к потере наблюдаемости ЭЭС, поэтому *Задача 4* включает условия наблюдаемости *Задач 2 и 3*.

В первых работах алгоритмы оптимального размещения PMU предполагали *многоканальность* устройств – возможность измерения вектора напряжения в узле установки устройства и векторов токов *во всех смежных связях*. Алгоритм выбора минимального числа PMU устройств, содержащих измерение вектора напряжения в узле и вектора тока *только в одной* из смежных связей (такие устройства названы *одноканальными*), для обеспечения полной наблюдаемости системы предложен в работе [9]. Мно-

гоканальные и одноканальные PMU в работах [3, 4] названы соответственно *PMU I* и *PMU II* типов. Авторы работ [8, 10-17] отмечают, что на практике каждое PMU устройство имеет *определенное число измерительных каналов*, что необходимо учитывать при выборе состава измерений.

Ввиду сложности самостоятельной реализации алгоритмов ЦПП используются коммерческие решатели, например, такие как CPLEX [8].

Важным условием, как отмечается в [8, 10, 17], влияющим на принятие решения о выборе оптимального состава измерений, является размещение PMU целесообразным с экономической точки зрения образом.

Традиционно алгоритмы выбора состава измерений для возможности их сравнения тестируются на IEEE-схемах 14, 24, 30, 39, 57 и 118 узлов.

Целью данного исследования, заключающегося в развитии предложенных в [19] алгоритмов выбора составов многоканальных и одноканальных PMU, является объединение вариантов выбора PMU в одну задачу, трансформация которой происходит при изменении номера решаемой Задачи, наличии нулевых токовых инъекций, изменении числа имеющихся каналов PMU для измерения векторов токов.

## 1. Выбор оптимальной расстановки PMU измерений с учетом числа доступных измерительных каналов

Для выбора минимального числа PMU в Задачах 1-4 используется решение проблемы ЦПП:

$$\begin{aligned} \min_x f^T x \\ Ax \geq b \\ Aeq x = beq \end{aligned} \quad (1)$$

где  $f, b, beq$  - векторы,  $A, Aeq$  - матрицы,  $x$  - бинарный целочисленный вектор, его элементы принимают значения 0 или 1, последние указывают, в каких узлах следует установить PMU.

Структура матрицы  $A$  определяется числом каналов для измерения вектора напряжения в узле установки PMU и векторов токов в смежных узлу связях. При отсутствии ограничений на число каналов  $A$  является матрицей смежности  $(n, n)$ , где  $n$  - число узлов в схеме сети. Столбец  $j$  матрицы  $A$  содержит число ненулевых элементов  $a_{ij}$ , равное числу измерений токов в смежных узлу  $j$  связях, и ненулевой диагональный элемент  $a_{jj}$ , связанный с измерением напряжения в узле  $j$ . Для Задач 1 и 3 все ненулевые элементы матрицы  $A$  и всех последующих матриц, построенных на ее основе, равны единице. Для выделения узлов с измерениями напряжений диагональные элементы матрицы  $A$  в Задачах 3 и 4 задаются равными 2.

На рис.1а и рис.1б показана схема тестовой сети и соответствующая ей матрица смежности  $A$ .

Анализ схемы показывает, что в «висячих» узлах 1 и 5 могут использоваться одноканальные PMU, измеряющие векторы напряжения в узлах 1 и 5 и векторы тока в связях 1-2 и 5-4; в узле 2 необходимо установить четырехканальное PMU; в узлах 3 и 4 – трехканальные PMU; в узле 6 – двухканальное PMU.

Предположение о неограниченном числе каналов означает, что число каналов PMU в каждом узле схемы должно быть не меньше степени узла. Так, для схемы рис.1а число каналов должно быть не меньше 4. В этом случае матрица смежности  $A$  будет иметь вид, показанный на рис.1б.



Еще одно преобразование необходимо произвести для учета нулевых инъекций, заключающееся в добавлении для каждой инъекции к матрице  $A$  уравнения баланса токов в узле  $A_{eq}$ , связывающего токовую инъекцию с токами смежных связей (рис.2). Число строк матрицы  $A_{eq}$  равно числу узлов  $N$  с нулевыми инъекциями, а число ненулевых столбцов равно  $N + \sum_{i=1}^N S_i$ , где  $S_i$  -степень узла  $i$ .

Нулевые инъекции являются некритическими измерениями, поскольку указывают на отсутствие в отдельных узлах схемы сети и нагрузки, и генерации. Если в узле имеется нулевая инъекция, то она сохраняется как при отключении отдельных связей (Задача 2), так и при выпадении отдельных или всех PMU измерений (Задача 3, 4).

Наблюдаемость всех узлов в Задаче 1, «висячих» узлов в Задаче 2, а также узлов с измерениями в Задачах 2 и 4 должна быть обеспечена, по крайней мере, один раз. Согласно этим условиям все элементы вектора  $b$  задаются равными 1 (рис.2). Наблюдаемость узлов без измерений в Задаче 2 и всех узлов в Задачах 3 и 4 должна обеспечиваться два раза. Соответствующие элементы вектора  $b$  задаются равными 2 (рис.2).

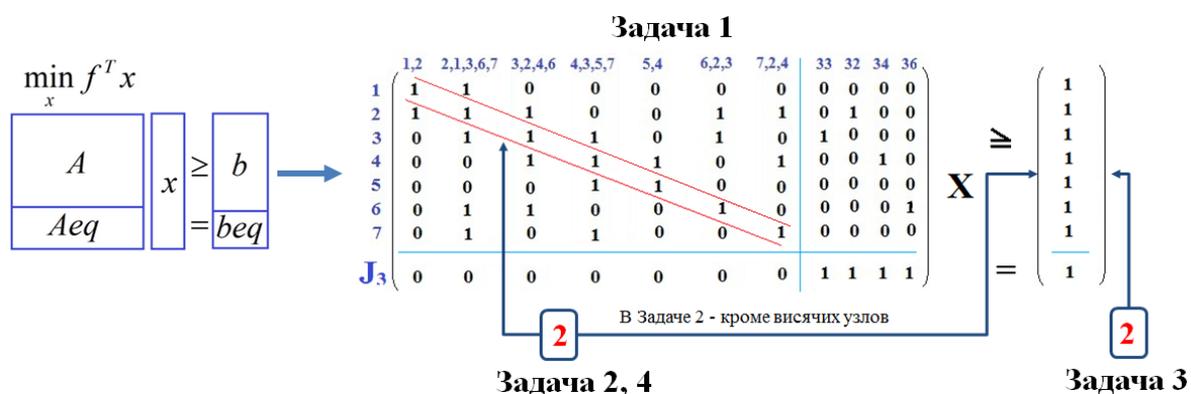


Рис.2. Формирование задачи ЦЛП при решении Задачи 1 без ограничений на число измерительных каналов с учётом имеющейся инъекции для схемы рис.1а

Вектор  $f$  для Задач 1-4 – единичный, если нет необходимости учета экспертных предпочтений для выбора мест установки PMU. Последнее достигается *взвешиванием элементов вектора  $f$*  для: 1) задания узлов, в которых желательно или нет устанавливать PMU; 2) ограничения возможности установки нескольких PMU в одном узле; 3) получения различных вариантов составов PMU для одной и той же задачи; 4) учёта стоимости установки PMU.

## 2. Иллюстрация работы алгоритма выбора оптимальной расстановки PMU с учётом числа доступных каналов

Иллюстрация предложенного алгоритма выбора PMU при решении Задач 1-4 приводится для 4 тестовых схем IEEE [20]: 14, 30, 39 и 57 узлов, при изменении числа доступных каналов PMU с 1 до 5, а также при отсутствии ограничения на число каналов. Алгоритм был реализован в виде MATLAB-программы, формирующей задачу (1) в соответствии с описанным выше подходом. Решение задачи ЦЛП осуществлялось процедурой *lp\_solve* [21]. Разработанная программа позволяет ввести информацию о топологии сети, ограничения на число каналов и выбрать одну из Задач. Для проверки правильности полученного решения использовалась программа анализа топологической наблюдаемости.

Диаграммы рис.3 показывают число PMU, выбранных при решении Задач 1-4 для каждой из IEEE схем для 6 типов ограничений на число каналов для случая без учёта инъекций (рис.3а) и с инъекциями (рис.3б). Приведенные на оси абсцисс обозначения,

например, 14(1), 14(2), 14(3), 14(4), соответствуют решению Задач 1-4 для 14 узловой схемы. Аналогичные обозначения используются и для других схем. Анализ диаграмм позволяет сделать следующие выводы: число одноканальных PMU, выбранных при решении любой из Задач 1-4, больше чем число PMU при отсутствии ограничений на число каналов; учёт нулевых инъекций позволяет уменьшить число PMU.

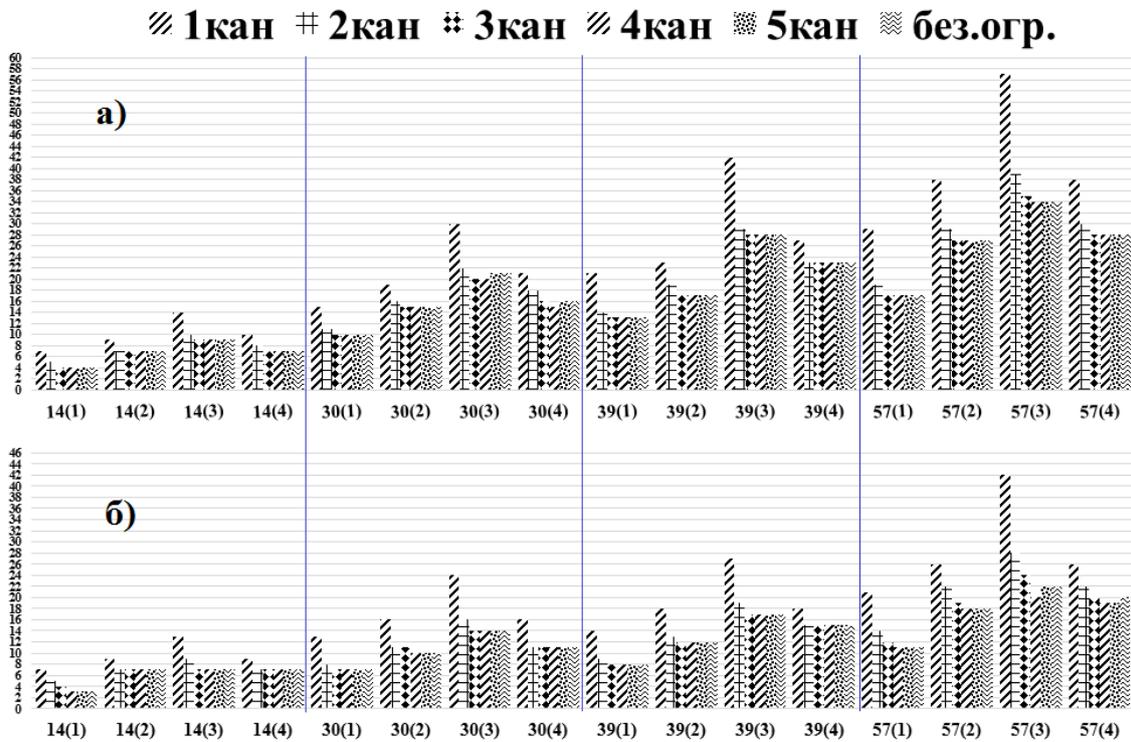


Рис.3. Число PMU, выбранное при решении Задач 1-4 для 4 тестовых схем IEEE для 6 типов ограничений на каналы: без учета нулевых инъекций – а), с учётом – б)

Как отмечалось выше, взвешивание элементов вектора  $f$  позволяет изменить решение, например, не допустить размещения нескольких PMU в одном узле. Проиллюстрируем это на примере 14 узловой IEEE схемы (рис.4). Одно из возможных решений по размещению 5 двухканальных PMU для Задачи 1 включает два устройства в узле 6 (рис.4а). Присвоение элементу вектора  $f$ , связанного с узлом 6, большего веса позволило получить решение с установкой 5 PMU в разных узлах (рис.4б). Присвоение всем элементам вектора  $f$  весов, соответствующих степени связанных с ними узлов, дало решение, содержащее 6 PMU в разных узлах (рис.4в), что показывает в данном случае негативное влияние взвешивания на число PMU.

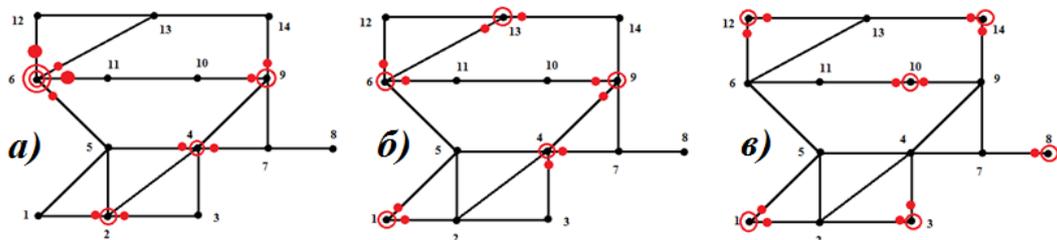


Рис.4. Пример влияния взвешивания элементов вектора  $f$  на число двухканальных PMU (схема IEEE-14, Задача 1): решение, полученное без взвешивания - а); задание большего веса для узла 6 – б); присвоение веса каждого узла равным его степени – в)

Из-за отсутствия информации о реальной стоимости PMU и о влиянии на неё числа каналов при оценке стоимости вариантов расстановки измерений полагалось, что *лю.е. стоимости равна цене 1 канала*. Расчёт стоимости производился по выражению:

$$(\text{Число PMU}) \cdot (\text{Число измерений } \bar{I} + 1 \text{ измерение } \bar{U}) \quad (2)$$

Согласно (2), при решении Задачи 1 для схемы IEEE-14 стоимость 7 одноканальных PMU составляет  $(7 \text{ PMU}) \cdot (1 \text{ измерение } \bar{I} + 1 \text{ измерение } \bar{U}) = 14 \text{ у.е.}$ , а 4 пятиканальных PMU  $(4 \text{ PMU}) \cdot (5 \text{ измерение } \bar{I} + 1 \text{ измерение } \bar{U}) = 24 \text{ у.е.}$  Анализ графиков стоимости установки PMU при решении Задач 1-4 для 6 видов ограничений на число каналов (рис. 5) показывает, что во всех случаях стоимость установки одноканальных PMU ниже по сравнению с установкой многоканальных PMU (нижняя штриховая линия на графиках рис.5).

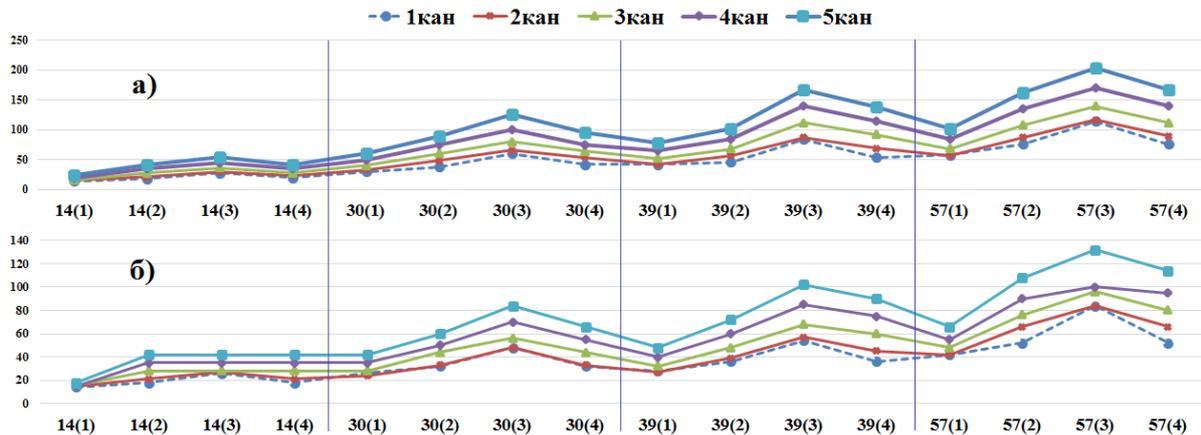


Рис.5. Стоимость установки PMU при решении Задач 1-4 для 4 тестовых схем IEEE для 6 типов ограничений на число каналов

## Выводы

1. Разработаны алгоритмы выбора оптимального числа PMU для обеспечения топологической наблюдаемости ЭЭС с учётом ограничения на число измерительных каналов для Задач 1-4 без и с учётом имеющихся нулевых токовых инъекций в схеме.
2. Алгоритмы реализованы в виде MATLAB-программы, объединившей решение Задач 1-4 с учетом нулевых инъекций и числа доступных каналов.
3. Программа протестирована на ряде IEEE-схем, для которых корректность полученных решений проверена в программе анализа топологической наблюдаемости.
4. Проведено сравнение результатов, полученных с использованием предложенного в работе алгоритма, с результатами, полученными другими авторами с использованием их алгоритмов.
5. Показано, что число измерительных устройств, обеспечивающих наблюдаемость ЭЭС, снижается при увеличении числа измерительных каналов PMU.
6. Показано, что во всех случаях стоимость установки одноканальных PMU ниже по сравнению с установкой многоканальных PMU.
7. Проведено исследование влияния взвешивания элементов вектора целевой функции задачи ЦЛП на состав измерений.

## Литература

1. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1990. – 200 с.
2. Manousakis N.M., Korres G.N., Georgilakis P.S. Taxonomy of PMU Placement Methodologies // IEEE Trans. Power Syst. – 2012. – V. 27. – №2. – P. 1070-1077.

3. Голуб И. И., Хохлов М. В. Алгоритмы синтеза наблюдаемости электроэнергетических систем на основе синхронизированных векторных измерений // *Электричество*. – 2015. – №1. – С. 26–33.
4. Хохлов М.В., Голуб И.И. Унифицированный подход к оптимизации размещения РМУ в сети для обеспечения надежности наблюдаемости ЭЭС // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики*. Вып.64, Иркутск, СЭИ. – 2014. – С. 237-246
5. Gou B. Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2008. – V.23. – № 3. – P. 1525-1526
6. Huang L., Sun Y., Xu J., Gao W., Zhang J., Wu Z. Optimal PMU placement considering controlled islanding of power system // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2014. – V.29. – №2. – P. 742-755
7. Gou B. Generalized integer linear programming formulation for Optimal PMU placement. // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2008. – V.23. – № 3. – P. 1099-1104
8. Fan N., Watson J-P. On integer programming models for the multi-channel PMU placement problem and their solutions // *Energy Systems*. – 2014. – V.6. - №1. – P. 1-19
9. Emami R., Abur A. Robust measurement design by placing synchronized phasor measurements on network branches // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2010. – V.25. – № 1. – P. 38-43
10. Korkali M., Abur A. Placement of PMUs with channel limits // *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. – 2009. – P. 1-4
11. Manousakis N.M., Korres G.N. Optimal PMU placement for numerical observability considering fixed channel capacity – a semidefinite programming approach // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2015. – № 99. – P. 1-2
12. Hurtgen M., Praks P., Maun J.-C., Zajac P. Measurement placement algorithms for state estimation when the number of phasor measurements by each PMU is limited // *UPEC 2008. 43rd International*. – 2008. – P. 1-5
13. Korkali M., Abur A. Impact of network sparsity on strategic placement of phasor measurement units with fixed channel capacity // *Proceedings of 2010 IEEE ISCAS*. – 2010. – P. 3445-3448
14. Zhao Z., Makram E.B. Optimal PMU placement considering number of analog channels // *NAPS*. – 2011. – P. 1-5
15. Kumar R., Rao V.S. Optimal placement of PMUs with limited number of channels // *NAPS*. – 2011. – P. 1-7
16. Najafabadi A.M., Alouani A.T. Optimal PMU placement algorithm with minimum measurement channels // *Southeastcon, 2011 Proceedings of IEEE*. – 2011. – P. 153-157
17. Miljanić Z., Djurović I., Vujošević I. Optimal placement of PMUs with limited number of channels // *Electric Power Systems research*. – 2012. – V.90. – P. 93-98
18. Enshaee A., Hooshmand R.A., Fesharaki F.H. A new method for optimal placement of phasor measurement units to maintain full network observability under various contingencies // *Electric Power Systems Research*. – 2012. – V.89. – P. 1-10
19. Кузькина Я.И. Обеспечение топологической наблюдаемости ЭЭС на основе синхронизированных векторных измерений // *Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН*, Вып.45. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 14-20
20. Хохлов М. В. Тестовые схемы // *Отдел энергетики Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН*. – 2008. [Электронный ресурс]. URL: [http://energy.komisc.ru/dev/test\\_cases](http://energy.komisc.ru/dev/test_cases) (дата обращения 17.03.2016).
21. `lp_solve 5.5`. Using `lp_solve` from MATLAB. [Электронный ресурс]. URL: <http://lpsolve.sourceforge.net> (дата обращения 17.03.2016).

## **ОПТИМИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ УРОВНЯ ДАВЛЕНИЯ И МЕСТ ПРИЛОЖЕНИЯ УПРАВЛЕНИЙ**

А.В. Луценко

### **Введение**

Задачи оптимизации систем централизованного теплоснабжения возникают на разных интервалах заблаговременности принятия решений по управлению, поскольку способы управления варьируют в зависимости от запаса времени на их реализацию и продолжительности работы теплоснабжающей системы (ТСС) под воздействием этих управлений. С этой точки зрения можно выделить циклы долгосрочного, краткосрочного и оперативного управления.

Долгосрочное управление связано с изменением конфигурации трубопроводной сети, мест размещения источников, насосных станций и других сооружений, параметров оборудования. Этим задачам посвящено большое число работ [1-3].

В последнее время большое внимание уделяется задачам оперативного управления процессами отпуска и распределения тепла в ТСС [4-5].

Настоящая статья посвящена задаче, возникающей на этапе планирования гидравлических режимов ТСС (краткосрочного управления). На практике эта задача решается путем многовариантных расчетов режима [6-8]. При этом обоснование режимов возлагается на инженера, а качество и оптимальность принимаемых решений зависит как от его опыта и квалификации, так и от масштабов и сложности ТСС.

Автоматизации этих задач препятствует ряд факторов сложности таких, как: большая размерность моделей потокораспределения; их нелинейность; дискретность части переменных; необходимость учета многочисленных ограничений на параметры режима и значения управлений; наличие нескольких критериев оптимальности, и т.д. По этим причинам на данный момент отсутствуют пригодные для практического применения методики и программные комплексы для оптимизации режимов ТСС.

Этим определяется актуальность разработки и применения самостоятельных методов расчета допустимых и оптимальных режимов.

В ИСЭМ СО РАН разработан многоуровневый подход к оптимизации режимов ТСС [9], который сводится к выполнению следующих этапов: 1) декомпозиция гидравлически связанной ТСС на магистральные (МТС) и распределительные (РТС) тепловые сети; 2) определение пределов изменения параметров режима в точках разделения МТС и РТС, гарантирующих существование допустимых режимов РТС; 3) оптимизация режима МТС с учетом этих ограничений в точках подключения РТС; 4) оптимизация режимов РТС при значениях граничных условий на входе РТС, полученных в п.3.

На уровень МТС выносятся закольцованная (в однолинейном изображении) часть тепловых сетей, содержащая все источники тепла и насосные станции, а на уровень РТС – пассивные, разветвленные сети до конечных потребителей.

Ранее были рассмотрены следующие задачи: 1) задача определения пределов изменения параметров режима в точках соединения МТС и РТС [9]; 2) оптимизации режимов тепловых сетей по непрерывным технологическим критериям [10]; 3) задача

оптимизации режима МТС по непрерывному экономическому критерию оптимальности при наличии дискретных управлений [11].

В данной статье рассматриваются задача двухкритериальной оптимизации режимов РТС, при этом один критерий непрерывный, второй – дискретный. Данная задача возникает на этапе 4 при многоуровневой оптимизации режима ТСС, а также имеет и самостоятельное значение при разработке наладочных мероприятий для отдельно взятой РТС, либо ТСС, имеющей единственный источник и пассивные тепловые сети.

### Постановка задачи

Основные требования, предъявляемые к режимам РТС, связаны с их допустимостью и минимальной трудоемкостью на ее обеспечение. Последнее можно свести к требованию минимизации мест приложения управлений. Также целесообразно минимизировать потери теплоносителя и риски возникновения аварийных ситуаций. И то, и другое в работе делается за счет снижения общего уровня давления в сети.

Таким образом, задача является двухкритериальной и состоит в определении минимально необходимого числа управлений (дресселирующих устройств) на сети, а также их значений (на сети и у потребителей) обеспечивающих допустимость режима и снижение общего уровня давления в РТС.

Установившийся в РТС режим, должен удовлетворять системе уравнений - аналогов законов Кирхгофа и соотношений, отражающих законы течения среды (воды) по отдельным элементам сети. Такая система выступает в роли основных ограничений равенств и может быть представлена в виде [1,9]:

$$U(X) = \begin{pmatrix} U_1(x, Q) \\ U_2(P, y) \\ U_3(x, y, z) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Ax - Q \\ A^T P - y \\ y - f(x, z) \end{pmatrix} = 0, \quad (1)$$

где:  $A$  –  $m \times n$ -матрица инцидентий связного ориентированного графа (без петель) расчетной схемы ТСС;  $n, m$  – число ветвей и узлов расчетной схемы;  $Q$  –  $m$ -мерный вектор узловых расходов;  $P$  –  $m$ -мерный вектор узловых давлений;  $x, y$  –  $n$ -мерные векторы расходов и перепадов давления на ветвях ГЦ;  $f(x, z)$  –  $n$ -мерная вектор-функция с элементами  $f_i(x_i, z_i)$ ,  $i = \overline{1, n}$ , отражающими гидравлические зависимости падения давления от расхода;  $X = (R, z)$  – вектор непрерывных переменных;  $R = (P, x, y, Q)$  – вектор параметров режима;  $z$  – вектор управлений.

Основные элементы РТС – трубопроводные участки и ветви, моделирующие потребителей. Обозначим  $I_{PL}$  и  $I_C$  – множества индексов ветвей, моделирующих элементы первого и второго типов так, чтобы  $I_{PL} \cap I_C = \emptyset$  и  $I_{PL} \cup I_C = I$  – множество индексов всех ветвей РТС,  $|I| = n$ . Для РТС допустимо принять [1]  $f_i(x_i, z_i) = z_i s_i x_i |x_i|$ ,  $i \in I$ , где  $s_i$  – номинальное гидравлическое сопротивление.

Основные технические и технологические требования к допустимости и реализуемости режима, а также технологически допустимых пределов изменения управляющих воздействий сводятся к необходимости обеспечения условий

$$\underline{X} \leq X \leq \bar{X}. \quad (2)$$

где  $\underline{X}, \bar{X}$  – векторы нижних и верхних границ изменения переменных. Компоненты векторов  $\underline{X}, \bar{X}$  могут принимать бесконечные значения для моделирования односторонних неравенств или их отсутствия, а случай  $\underline{X}_i = \bar{X}_i$  означает фиксированное значение соответствующей компоненты  $X$  (для граничных условий).

Граничными условиями в данной задаче являются давления в узлах соединения подающих и обратных трубопроводов МТС и РТС и расходы во всех остальных узлах РТС. Обозначим эти узлы как точка  $b$  и точка  $a$  соответственно.

Введем в рассмотрение вектор булевых переменных  $\delta$ , компоненты которого отвечают за наличие или отсутствие управления на  $i$ -й ветви расчетной схемы ( $i \in I_{PL}$ ), а также неравенство  $\underline{z}_i \leq z_i \leq \bar{z}_i + \delta_i (\bar{z}_i - \underline{z}_i)$ , которое эквивалентно неравенству  $\underline{z}_i \leq z_i \leq \bar{z}_i$  при  $\delta_i = 1$  и превращается в требование  $z_i = \underline{z}_i$  при  $\delta_i = 0$ . Тогда вместо (2) имеем

$$\underline{X} \leq X \leq \bar{X}(\delta). \quad (3)$$

В качестве критерия оптимальности по числу мест приложения управлений будет рассматриваться выражение  $F_z = \sum_{i \in I_{PL}} \delta_i$ . В роли показателя общего уровня давления в

сети будем использовать сумму давлений по всем узлам  $F_p = \sum_{j=1}^m P_j$ . Таким образом,

критерий  $F_z$  – дискретный, а  $F_p$  – непрерывный.

В работе будут рассматриваться следующие задачи.

1) однокритериальная задача непрерывной оптимизации –  $\min F_p$  при ограничениях (1), (3) и заданном векторе  $\delta$ . (4)

2) однокритериальная задача дискретной оптимизации –  $\min F_z$  при ограничениях (1) и (3); (5)

3) двухкритериальная задача оптимизации с дискретным главным критерием (учет двух критериев оптимальности производится в порядке их лексикографического упорядочивания) –

$\min F_p$  при ограничениях (1), (3) и  $F_z \leq F_z^*$ ; (6)

$F_z^*$  – решение задачи (5). Во всех случаях заданы: топология расчетной схемы (матрица  $A$ ), коэффициенты гидравлических характеристик ветвей ( $s_i$ ), граничные условия, пределы допустимого изменения непрерывных неизвестных ( $\underline{X}, \bar{X}$ ).

## Оптимизация режима РТС по критерию минимума давления

Основная идея алгоритма расчета режима РТС с минимальным давлением заключается в применении принципа оптимальности Беллмана [12]. Существующие реализации метода динамического программирования для трубопроводных сетей применимы только в случае древовидной расчетной схемы [2, 13], из-за чего расчетную схему РТС при их применении приходится «разрезать» по ветвям-потребителям.

На случай понижения давления в РТС с фиксированными расходами на ветвях и имеющими контуры в расчетной схеме принцип оптимальности Беллмана можно сформулировать как: «оптимальный режим РТС обладает тем свойством, что каковы бы ни были давления в начальных узлах фрагмента РТС, содержащего точку  $a$ , режим на этом фрагменте будет оптимальным». Под начальными понимаются узлы на простых маршрутах от точки  $a$  до точки  $b$ . Далее простые маршруты между точками  $a$  и  $b$  и их части будем называть маршрутами.

Основной сложностью при применении этого принципа является требование совпадения перепада давлений на разных путях по контуру. В предлагаемом алгоритме это достигается за счет расчета давления в узлах РТС в три этапа. На каждом этапе производится проход по графу расчетной схемы РТС от точки  $a$  до точки  $b$ . На всех этапах (от  $a$  к  $b$ , от  $b$  к  $a$  и от  $a$  к  $b$ ) производится расчет оптимального с точки зрения давления режима каждой части РТС, являющейся маршрутом между точками  $a$  и  $b$ , с

принятием полученных значений давлений в узлах в качестве нижних границ изменения давлений для всех последующих вычислений. При этом на первом этапе считается, что управления на всех ветвях разрешены, на втором и третьем – разрешены только управления из условий расчета.

Первый этап обеспечивает ненарушение нижних границ изменения давлений при втором проходе. Второй этап необходим для учета только разрешенных управлений, а на третьем этапе производится согласование давлений в узлах, расположенных между узлами пересечения маршрутов.

Работоспособность данного подхода обеспечивается за счет наличия на каждом маршруте как минимум одного управления – на ветви-потребителе.

В описании алгоритма используются следующие обозначения:  $P_{j_f}$  и  $P_{j_{f-1}}$  – давления в последнем и предпоследнем узлах маршрута;  $x_f$ ,  $y_f$ ,  $z_f$ ,  $s_f$  и  $\delta_f$  – расход, перепад давления, управление, гидравлическое сопротивление и признак разрешения управления на последней ветви маршрута. Стек, используемый в описываемом алгоритме, работает по принципу «первым зашел – последним вышел», также при взятии какого-либо маршрута из стека, он из стека исчезает. Сам алгоритм состоит из следующих шагов.

1. Рассчитать расходы на всех ветвях РТС. Положить  $P = \underline{P}$ . Найти все маршруты из точки  $a$ , содержащие одну ветвь и занести их в стек.

2. Если стек маршрутов пуст, на пункт 4.

3. Взять из стека маршрут. Положить  $P_{j_f} = \max(P_{j_f}, P_{j_{f-1}} + s_f * x_f^2, P_{j_{f-1}} + \underline{y}_f)$ .

Найти все маршруты из точки  $a$ , содержащие на одну ветвь больше, чем текущий маршрут, и имеющие его своей частью. Занести их в стек маршрутов. На пункт 2.

4. Найти все маршруты из точки  $b$ , содержащие одну ветвь и занести их в стек.

5. Если стек пуст, на пункт 7.

6. Взять из стека маршрут. Если  $\delta_f = 0$ , положить  $P_{j_f} = P_{j_{f-1}} - s_f * x_f^2$ , иначе –  $P_{j_f} = \max[\min(P_{j_f}, P_{j_{f-1}} - \underline{y}_f), P_{j_{f-1}} - \bar{y}_f, P_{j_{f-1}} - \bar{z}_f s_f x_f^2]$ . Найти все маршруты из точки  $b$ , содержащие на одну ветвь больше, чем текущий маршрут, и имеющие его своей частью. Занести их в стек. На пункт 5.

7. Найти все маршруты из точки  $a$ , содержащие одну ветвь и занести их в стек.

8. Если стек пуст, на пункт 10.

9. Взять из стека маршрут. Если  $\delta_f = 0$ , положить  $P_{j_f} = P_{j_{f-1}} + s_f * x_f^2$ , иначе –  $P_{j_f} = \min[\max(P_{j_f}, P_{j_{f-1}} + s_f * x_f^2, P_{j_{f-1}} + \underline{y}_f), P_{j_{f-1}} + \bar{y}_f, P_{j_{f-1}} + \bar{z}_f s_f x_f^2]$ . Найти все маршруты из точки  $a$ , содержащие на одну ветвь больше, чем текущий маршрут, и имеющие его своей частью. Занести их в стек. На пункт 8.

10. По вектору  $P$  восстановить вектора  $y$  и  $z$ .

11. Если условия (3) нарушено, сообщить о несуществовании допустимого режима, иначе – найденные параметры режима.

Данный алгоритм используется также при решении задач (5) и (6) для поиска допустимого режима.

### Однокритериальная дискретная оптимизация

Во многих случаях решение задачи (5) сводится к установлению существования допустимого режима без управлений на участках сети (при  $\delta = 0$ , когда  $F_z = 0$ ). Для случая, когда обеспечить допустимость режима без управлений на сети невозможно, исследовались 3 метода [14-16]: 1) метод полного перебора (МПП); 2) метод ветвлений

и отсечений (МВО); 3) метод ветвей и границ (МВГ).

МПП сводится к следующим этапам: 1) определение всех возможных вариантов включения-выключения управлений; 2) расчет допустимого режима для каждого варианта; 3) выбор варианта, обеспечивающего допустимый режим и имеющего наименьшее значение функции  $F_z$ .

МВО относится к комбинаторным методам решения целочисленных задач. Сокращение рассматриваемых вариантов здесь достигается за счет отсечения заведомо недопустимых вариантов. В основу метода положено очевидное соображение – если какой-либо вариант  $v^k$  (где  $k$  – индекс варианта), отвечающий конкретному значению  $\delta^k$  вектора  $\delta$  не может обеспечить допустимый режим, то варианты, для которых

$$\delta_i \leq \delta_i^k, \forall i \in I \quad (8)$$

также не смогут его обеспечить. Из оставшихся вариантов выбирается вариант с наименьшим значением критерия оптимальности. Полученный вариант является решением задачи (5).

Принципы дробления вариантов показаны на рис. 1. Здесь нулевому варианту  $v^0$  соответствует вектор  $\delta^0$  с элементами  $\delta_i^0 = 1, i=1, 2, \dots, n$ . Каждый дочерний вариант  $v^d$  отличается от родительского  $v^p$  тем, что только для одного  $i \in I_{PL}$  (на рис. 1 значение  $i$  указано в кружке), такого, что  $\delta_i^p = 1$ , принимается  $\delta_i^d = 0$ . Этим обеспечивается условие (8). Слева обозначены уровни соответствующие количеству запрещенных управлений.

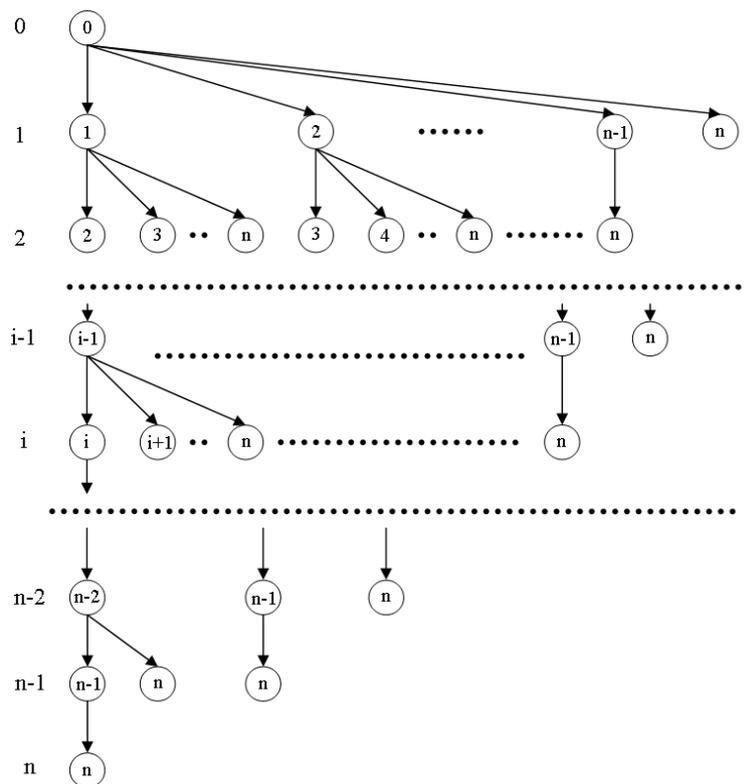


Рис. 1. Дерево перебора вариантов

В МВГ сокращение рассматриваемых вариантов достигается за счет отсечения как заведомо недопустимых, так и неперспективных вариантов. Алгоритм состоит из следующих шагов: 1) установить рекорд, равный  $n+1$ , добавить в стек вариант  $v^0$ ; 2) взять из стека последний вариант для рассмотрения с удалением его из стека; 3) если  $F_z$  для рассматриваемого варианта меньше рекорда, проверить вариант на допустимость

режима, иначе на пункт 5; 4) если допустимый режим существует, обновить рекорд и запомнить рассматриваемый вариант, иначе на пункт 6; 5) если у рассматриваемого варианта есть дочерние в соответствии с деревом перебора (рис. 1), добавить их в стек в порядке убывания номера ветви с отключаемым управлением; 6) если стек не пуст, на пункт 2; 7) вариант, доставляющий рекорд  $F_z^* < n + 1$ , является решением задачи (5), иначе решения не существует.

Стек просматривается по правилу «первым зашел – последним вышел». Принцип пополнения стека (п.5 алгоритма) гарантирует, что каждый раз после того, как в стек добавили все дочерние варианты очередного варианта, в роли очередного претендента на рассмотрение (п.2 алгоритма) берется вариант с наилучшим обещанием среди всех нерассмотренных вариантов. Под обещанием здесь понимается максимальный уровень, на который можно опуститься по дереву перебора вариантов от данного варианта.

### **Двухкритериальная оптимизация с дискретным главным критерием**

Решение однокритериальной задачи (5) на минимум  $F_z$  в общем случае не единственно. Поэтому рассматриваемая здесь задача (6) состоит в отыскании глобального решения задачи (4) на всем множестве решений задачи (5). При этом формально требуется  $l = C_{\|PL\|}^{F_z^*}$  раз решить задачу (4), что достаточно трудоемко.

Однако, если в процессе решения задачи (5) в рамках МВГ организовать перебор вариантов так, чтобы среди всех вариантов, имеющих одинаковое значение критерия  $F_z$ , варианты, имеющие меньшее значение  $F_p^k = \min F_p(\delta^k)$  рассматривались раньше, то первый же вариант, доставляющий решение задачи (5), будет оптимальным с точки зрения задачи (6). Достичь такого ранжирования вариантов можно на основе свойств РТС как древовидных в однолинейном изображении сетей. Эти свойства проявляются в том, что направления потоков заранее известны, а чем дальше находится управление вверх по потоку от точки  $a$  и ближе к точке  $b$ , тем сильнее его влияние на понижение давления в сети. Если перенумеровать ветви так, чтобы на любом простом маршруте на схеме РТС от точки  $a$  до точки  $b$  номера ветвей возрастали, МВГ будет отключать управления в порядке возрастания влияния на понижение давления в РТС. Для этого сначала нумеруются ветви обратного трубопровода в порядке удаления от точки  $a$ , затем нумеруются ветви-потребители, в последнюю очередь нумеруются ветви подающего трубопровода в порядке приближения к точке  $b$ . Пример такой перенумерации приведен на рис. 2.

Метод состоит из следующих этапов: 1) перенумеровать ветви РТС указанным способом; 2) решить задачу (5) при помощи МВГ. Найденное решение будет решением задачи (6).

Назовем этот метод методом мажорирующей последовательности (ММП).

### **Вычислительные эксперименты.**

Для тестирования приведенных алгоритмов использовалась условная РТС, содержащая 26 трубопроводных участков и 7 потребителей. Ее схема в двухлинейном представлении изображена на рис. 2.

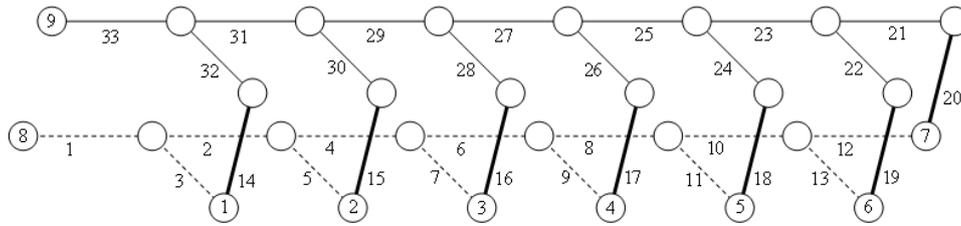


Рис. 2. Расчетная схема РТС

На рис. 2. сплошной линией обозначен подающий трубопровод, пунктирной – обратный, жирными – потребители. Узлы 1 – 7 соответствуют соединению потребителей с обратным трубопроводом. Из этих узлов осуществляется отбор на ГВС. Узлы 8 и 9 соответствуют точке присоединения РТС к МТС.  $P_8$  Давление в узле 8 равно 10 м. водного столба, в узле 9 – 55м. Сопровитления всех ветвей, как подающего трубопровода, так и обратного приняты одинаковыми и равны 0,01.

Горячее водоснабжение (ГВС) потребителей подключено по открытой схеме. Потребители имеют различную нагрузку и расположены на разных высотах, что требует наличия управлений на трубопроводных участках сети. Расходы теплоносителя (т/час), нагрузки ГВС (т/час), минимальные давления в обратном трубопроводе (м) и минимальные располагаемые напоры (м) указаны в таблице 1.

Таблица 1

Параметры потребителей

Ветвь (узел)	Расход теплоносителя на отопление (т./час)	Узловой отбор(т./час)	Минимальное давление в узле (м. вод. ст.)	Минимальный располагаемый напор (м. вод. ст.)
14 (1)	1.5	0.2	10	15
15 (2)	1.7	0.13	10	15
16 (3)	1.4	0.15	20	15
17 (4)	1.8	0.1	10	25
18 (5)	1.3	0.15	10	15
19 (6)	1.1	0.09	35	15
20 (7)	1.2	0.08	35	15

Поиск решения задачи (5) производился описанными методами дискретной оптимизации (МПП, МВО, МВГ), которые нашли одно и то же количество управлений, однако за разное количество шагов (поисков допустимого режима), что отражено в таблице 2. Количество решений задачи 5 равно восьми.

Таблица 2

Быстродействие методов дискретной оптимизации

Алгоритм	Количество шагов (шт.)	Количество управлений (шт.)
МПП	$2^{26}$	2
МВО	67195	2
МВГ	35	2

Как видно из таблицы 2, даже если исключить из рассмотрения все заведомо недопустимые варианты, количество шагов все равно остается недопустимо большим. Из всех предложенных методов только МВГ дает относительно приемлемое быстродействие.

После решения задачи (5) производился поиск решения задачи (6) при значении  $F_z^*$  равном количеству управлений в найденном решении задачи (5). Для решения задачи (6) МПП понадобилось 325 расчетов, а ММП – 35. В результате поисков оба метода нашли один и тот же режим. На обратном трубопроводе (ветви 7 и 10) были

установлены дросселирующие шайбы. Найденный вектор давлений приведен в таблице 3.

Таблица 3

Давления у потребителей в решении задачи (6)

Потребитель	Давление в подающем трубопроводе (м вод. ст.)	Давление в обратном трубопроводе (м. вод. ст.)
1	53.98	10.85
2	53.25	11.46
3	52.80	20.03
4	52.49	12.10
5	52.38	12.19
6	52.33	35.01
7	52.33	35.01

На рис. 3. приведена иллюстрация поиска решения задачи (6) с помощью ММП. По горизонтали отложен номер шага алгоритма. Линией 1 обозначено значение критерия  $F_z$  (шт.), линией 2 –  $F_p^k$  (м. вод. ст.). Разрывы в 2 обозначают отсутствие допустимого режима.

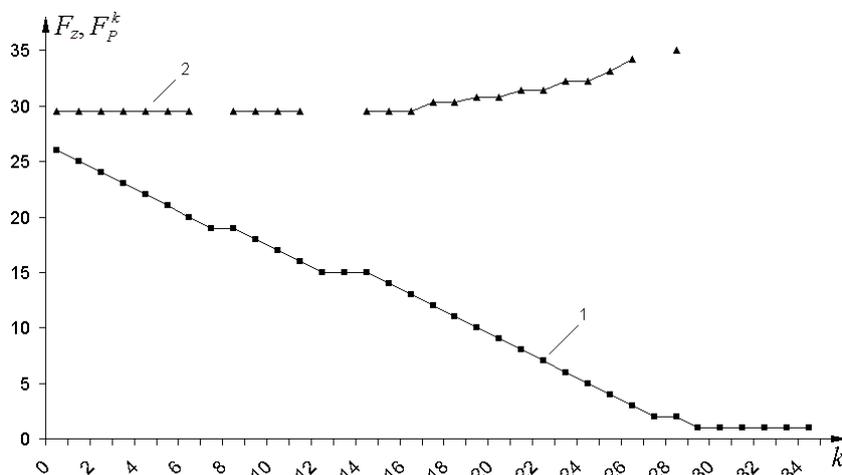


Рис. 3. Ход поиска решения ММП

На шагах 0-26 варианты рассматривались в следующем порядке: на нулевом шаге рассматривался вариант со всеми разрешенными управлениями, затем производились попытки запрещения управлений на ветвях 1-13 и 21-33 по одному за шаг. На каждом шаге в случае, если управление удавалось запретить, во всех вариантах, рассматриваемых далее, это управление было запрещено, если не удавалось – разрешено. На шаге 27 был рассмотрен вариант с включенными управлениями на ветвях 7 и 11, на шаге 28 – 7 и 10. После этого на шагах 29-34 были рассмотрены варианты, в которых разрешалось только одно управление на ветвях 1-6.

Линия 1 показывает монотонное снижение значения критерия  $F_z$  в ходе поиска решения. Также линия 2 иллюстрирует мажорирующий по  $F_p^k$  порядок рассмотрения вариантов.

В таблице 4 приведены значения критериев оптимальности для решений задач (4) – (6), откуда видна роль выбора того или иного критерия в роли единственного или главного.

Таблица 4

Габариты задач

Критерий оптимальности	Задача (4)	Задача (5)	Задача (6)
$F_p$ (м. вод. ст.)	29.57	40.77	35.07
$F_z$ (шт.)	10	2	2

## Выводы

1. Сформулирована задача планирования гидравлических режимов разветвленных распределительных тепловых сетей, как двухкритериальная задача оптимизации.

2. Предложены три возможные математические постановки дискретных, непрерывных и смешанных задач одно- и многокритериальной оптимизации режимов РТС.

3. Предложены методы решения всех сформулированных задач, базирующиеся на принципе оптимальности Беллмана в сочетании со специальными методами генерирования и отбраковки вариантов, порождаемых дискретностью части переменных.

4. Для решения основной двухкритериальной задачи на поиск минимального числа управлений с использованием возможностей понижения общего уровня давления в сети разработан метод, опирающийся на специальные свойства режимов в РТС, и обеспечивающий удовлетворительное быстродействие по сравнению с другими возможными методами.

5. Рассмотренные методы реализованы в виде пакета исследовательских программ. Приведены результаты их применения для численных расчетов, иллюстрирующие их работоспособность, сопоставительную эффективность и обоснованность основных выводов работы.

## Литература

1. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985. – 278 с.
2. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. – Новосибирск: Наука, 1987. – 219с.
3. Юфа А.И., Носулько Д.Р. Комплексная оптимизация теплоснабжения – Киев: Техника, 1988 – 135 с.
4. Михайленко И.М. Оптимальное управление системами центрального теплоснабжения. – Санкт-Петербург: Стройиздат, 2003. – 240с.
5. Вороновский Г.К. Усовершенствование практики оперативного управления крупными теплофикационными системами в новых экономических условиях – Харьков: Харьков, 2002. – 239с.
6. Токарев В.В., Новицкий Н.Н., Шалагинова З.И., Барина С.Ю. Информационно-вычислительный комплекс для расчета и анализа режимов теплоснабжающих систем// Гидравлические цепи. Развитие теории и приложения. Е.В. Сеннова, Н.Н. Новицкий, Б.М.Каганович и др. – Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН. -2000. -С. 138-154.
7. Манюк В.И., Каплинский Я.И., Хиж Э.Б., Манюк А.И., Ильин В.К. Справочник по наладке и эксплуатации тепловых сетей. – М.: Стройиздат, 1982.-215 с.
8. Токарев В.В., Шалагинова З.И. Разработка методики многоуровневого наладочного теплогидравлического расчета систем теплоснабжения и ее реализация в составе ИВК "АНГАРА-ТС" // Трубопроводные системы энергетики. Методические и прикладные проблемы математического моделирования. Новицкий Н.Н., Сухарев М.Г. и др. – Новосибирск: Наука, 2015.С. 110-127.

9. Луценко А.В., Новицкий Н.Н. Математические модели и алгоритмы оптимизации режимов тепловых сетей / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 64. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014 – С. 396-405.
10. Луценко А.В. Оптимизация гидравлических режимов распределительных тепловых сетей по технологическим критериям // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 43. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – С. 37-45.
11. Луценко А.В. Разработка и исследование методов структурно-параметрической оптимизации гидравлических режимов тепловых сетей // Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 44. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014.
12. Беллман, Р. Динамическое программирование -М.: Изд-во иностр. лит., 1960. -400 с.
13. Каганович Б.М. Дискретная оптимизация тепловых сетей. -Новосибирск: Наука. Сибирское отд-ние, 1978.
14. В. И. Хохлюк Параллельные алгоритмы целочисленной оптимизации. – М. : Радио и связь, 1987 – 138с.
15. Land A.H., and Doig A.G. An automatic method of solving discrete programming problems // *Econometrica*. – 1960. – v28. – pp 497-520.
16. Корбут А.А., Финкельштейн Ю.Ю. Дискретное программирование М: – Наука. Гл. ред. физ.-мат. Лит, 1969. – 368с.

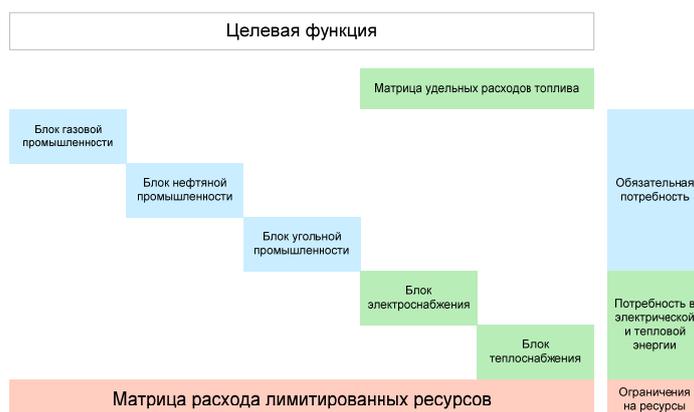
## МНОГОУРОВНЕВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

Н. В. Сурнин

В настоящее время в лаборатории развития систем газоснабжения ИСЭМ СО РАН ведется разработка методического подхода многоуровневого моделирования интегрированных газоснабжающих систем (ГСС) [1, 2]. Они увязываются между собой соответствующими для каждого уровня математическими моделями для субъекта РФ (рис. 1):

- на 1-м уровне с помощью модели топливно-энергетического комплекса (ТЭК) субъекта РФ уточняется структура топливно- и энергопотребления районов (округов) и пределы взаимозаменяемости альтернативными видами топлива и энергии;

### Модель топливно-энергетического хозяйства субъекта РФ



### Модель газоснабжения субъекта РФ



### Модель энергоснабжения агломерации



$$Z_j = f(Q_j, \Omega_j, E_j) \rightarrow \min$$

Рис. 1. Мат. модели для решения задач развития энергохозяйства субъекта РФ

- на 2-м уровне с помощью модели газоснабжения субъекта РФ для каждого района детализируется производительность газораспределительных систем и находятся новые объемы потребления газа в агломерациях;
- на 3-м уровне рассчитываются оптимальные параметры варианта подачи энергии в агломерацию из допустимого множества комбинаций источников распределенной и традиционной генерации и разных способов подачи энергоносителей.

Такой подход позволяет рационализировать существующую структуру топливно-энергетического хозяйства субъекта РФ, детализировать параметры объектов газоснабжения в городских районах и агломерациях и оптимизировать параметры газораспределительных трубопроводов высокого, среднего и низкого давления, обеспечивающих питание газом устройства распределенной генерации.

В данной статье не описываются задачи 1-го уровня, содержащие блоки газовой, нефтяной, угольной промышленности, блоки электроэнергетики и теплоснабжения. Основное внимание уделяется концепции моделей 2-го и 3-го уровня.

Рассмотрим задачу моделирования (детализации) расчетной схемы газоснабжения узла-субъекта РФ.

*2-й уровень. Модель газоснабжения субъекта РФ.* При моделировании энергетического хозяйства узла субъекта РФ расчетной схемы газоснабжения должны исследоваться следующие основные вопросы:

- определяться оптимальные объемы отбора газа из газораспределительных станций (ГРС), установленных на отводах от магистральных газопроводов (МГ);
- уточняться оптимальные пропорции использования газа различными категориями потребителей энергетики, промышленности, коммунально-бытовой (ком.-быт.) сферы по городским округам узла;
- определяться категории потребителей, использующие «новые» объемы природного газа.

Задается избыточная расчетная схема ГСС узла-субъекта РФ. Она представляет собой агрегированную систему, состоящую из множества элементов. Отводов от МГ к ГРС;  $L$  узлов городских округов ( $l = \overline{1, L}$ ) с выделенными центрами потребления газа. В городских округах должны быть выделены категории потребителей, уже использующие природный газ, и предполагаемые новые установки, которые могли бы потреблять его при наличии в газоснабжающей системе. К ним относятся:  $K$  энергетических установок (КЭС, ТЭЦ, котельные),  $k = \overline{1, K}$ ;  $P$  установок промышленности,  $p = \overline{1, P}$ ;  $G$  газопотребляющих устройств коммунально-бытовой сферы,  $g = \overline{1, G}$ . Здесь  $l, f, k, p, g$  — текущие индексы изменения соответствующих множеств городских округов, установок энергетики, промышленности и коммунально-бытового сектора.

При составлении модели используется принцип последовательного описания в алгебраической форме процессов подачи газа из отводов от МГ через газораспределительные пункты (ГРП) по газораспределительным сетям высокого, среднего и низкого давлений до потребителей энергетического комплекса, промышленности и коммунально-бытового сектора.

Для каждого  $l$ -го городского округа записываются условия баланса газа:

$$\sum_f x_{lf}^{GPC} - \sum_k (x_{lk}^{\text{Э}} + x_{lk}^{-\text{Э}}) - \sum_p (x_{lp}^{\text{П}} + x_{lp}^{-\text{П}}) - \sum_g (x_{lg}^{KB} + x_{lg}^{-KB}) = 0, \quad l = \overline{1, L} \quad (1)$$

Приходную часть в выражении (1) образуют возможности получения газа из ГРС городского округа. Расходную часть баланса составляет потребление газа в данном городском округе, определяемое спросом существующих и новых установок

энергетики  $(x_{lk}^{\ominus}, \bar{x}_{lk}^{\ominus})$ , промышленности  $(x_{lp}^{\Pi}, \bar{x}_{lp}^{\Pi})$  и коммунально-бытовой сферы  $(x_{lg}^{KB}, \bar{x}_{lg}^{KB})$ .

В модели учитываются ограничения на возможный объем получения газа из ГРС городских округов (2) и на пропускную способность действующих газораспределительных систем (3):

$$x_{lf}^{GPC} \leq B_{lf}^{GPC} \quad (2)$$

$$(x_{lk}^{\ominus} + \bar{x}_{lk}^{\ominus}) \leq R_{lk}^{\ominus}, (x_{lp}^{\Pi} + \bar{x}_{lp}^{\Pi}) \leq R_{lp}^{\Pi}, (x_{lg}^{KB} + \bar{x}_{lg}^{KB}) \leq R_{lg}^{KB}. \quad (3)$$

Здесь  $B_{lf}^{GPC}, R_{lk}^{\ominus}, R_{lp}^{\Pi}, R_{lg}^{KB}$  — верхние ограничения на производительность ГРС, пропускные способности распределительных сетей, питающих потребителей энергетики, промышленности и комбыта.

Линейная функция цели представляет собой следующую зависимость:

$$\sum_f x_{lf}^{GPC} \cdot c_{lf}^{GPC} + \sum_k (x_{lk}^{\ominus} \cdot c_{lk}^{\ominus} + \bar{x}_{lk}^{\ominus} \cdot c_{lk}^{\ominus}) + \sum_p (x_{lp}^{\Pi} \cdot c_{lp}^{\Pi} + \bar{x}_{lp}^{\Pi} \cdot c_{lp}^{\Pi}) + \sum_g (x_{lg}^{KB} \cdot c_{lg}^{KB} + \bar{x}_{lg}^{KB} \cdot c_{lg}^{KB}) \rightarrow \min, l = \overline{1, L}, \quad (4)$$

где  $c_{lf}^{GPC}, c_{lk}^{\ominus}, c_{lk}^{\ominus}, c_{lp}^{\Pi}, c_{lp}^{\Pi}, c_{lg}^{KB}, c_{lg}^{KB}$  — удельные дисконтированные затраты на газ, получаемый из ГРС и поставляемый по распределительным газопроводам разных давлений существующим и новым потребителям энергетики, промышленности и ком.-быт. сектора.

Задача 2-го уровня решается методом линейного программирования (ЛП) — модифицированным симплекс-методом, реализованном в программно-вычислительном комплексе «ГАЗ».

*3-й уровень. Модель энергоснабжения агломерации.* Как уже упоминалось в [3], важное значение в проектируемых новых агломерациях приобретает снабжение энергией. Здесь, потребителями энергии (электрической и тепловой) являются жилые дома, общественные здания, предприятия бытового обслуживания, культурно-развлекательные сооружения просветительные, медицинские учреждения и т. д. На рис. 2 показана принципиальная схема возможной подачи тепловой и электрической энергии и природного газа в новую агломерацию.

На выбранный период времени задается требуемое количество энергии  $\mathcal{E}$ , включая электрическую  $\mathcal{E}_{3/3}$  (кВт·ч) и тепловую  $Q$  (кВт·ч) энергии, которые необходимо подать потребителям агломерации. Энергия может подаваться потребителям в агломерации одним из множества вариантов  $j$  ( $j = \overline{1, J}$ ). Например, вариант 1 предполагает размещение в агломерации распределенных источников генерации электрической и тепловой энергии и строительство газораспределительной сети для питания данных источников газом. Вариант 2 учитывает совместное использование как централизованных (ТЭЦ, КЭС или котельная), так и распределенных источников генерации электрической и тепловой энергии. Вариант 3 предполагает реконструкцию существующей ТЭЦ, КЭС или котельной, а также газопроводов, питающих их газом, сооружение или реконструкцию существующих электрических и тепловых сетей и т. д. до  $J$ .

Процесс выбора оптимальных параметров осуществляется по критерию минимума издержек в рассматриваемые варианты способов подачи электрической и тепловой энергии:

$$Z_j = f(\mathcal{E}_j, \Omega_j, E_j) \rightarrow \min,$$

$$\mathcal{E}_j = (\mathcal{E}_{3/3} + Q), j = \overline{1, J}.$$

Здесь  $Z_j$  — дисконтированные издержки в разные способы обеспечения энергией потребителей агломерации;  $E_j$  — количество энергии (электрической и тепловой) необходимой для питания потребителей агломерации;  $\Omega_j$  — технико-технологические параметры оборудования (типоразмеры генерирующего оборудования, параметры тепловых, электрических и газовых сетей и т. п.), обеспечивающего потребителей агломерации требуемой энергией;  $E_j$  — экономические показатели оборудования (удельные издержки).

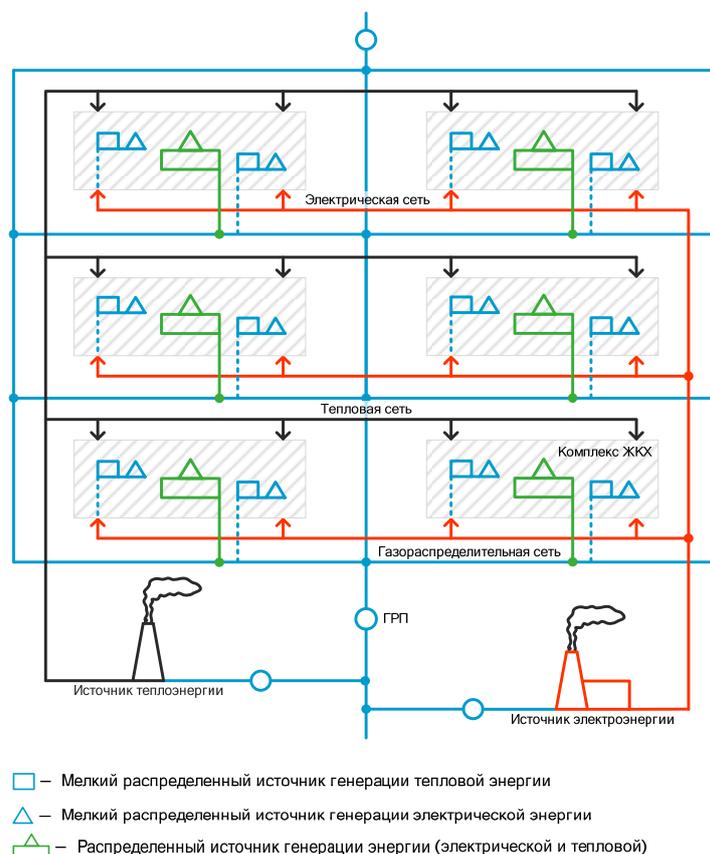


Рис. 2. Принципиальная схема подачи энергии и природного газа в новую агломерацию

Сформулированная задача относится к классу задач целочисленного программирования и может рассматриваться как комбинаторная оптимизационная. При ее решении важное значение приобретают вычислительные процессы по определению технико-экономических показателей, а также дисконтированных издержек в газораспределительные сети и различные установки, вырабатывающие электрическую и тепловую энергию. Здесь могут найти применение сетевые потоковые модели для гидравлических расчетов и обоснования решений по развитию газораспределительных систем.

В настоящее время в рамках 2-го и 3-го уровней моделирования ГСС ведется работа по подготовке технико-технологической и экономической информации. На 2-м уровне в качестве узла-субъекта РФ рассматривается агрегированная схема ГСС Челябинской области (рис. 3). Она включает в себя 16 районов с населением порядка 3,5 млн человек, существующие и строящиеся агломерации, энергоустановки, представленные 9 ТЭЦ, 4 ГРЭС (КЭС) и различными котельными, крупнейшие предприятия металлургии: Магнитогорский металлургический комбинат, Челябинский металлургический комбинат, а так же машиностроительные заводы и химкомбинаты.

Газораспределительная система субъекта РФ включает порядка 11,5 тыс. км газопроводов с годовым объемом распределения газа около 4 млрд м<sup>3</sup>. Она питает

более 561 тыс. квартир и домов, 522 предприятий, 652 котельных, более 1,5 тыс. предприятий коммунально-бытовой сферы и 108 сельскохозяйственных объектов.

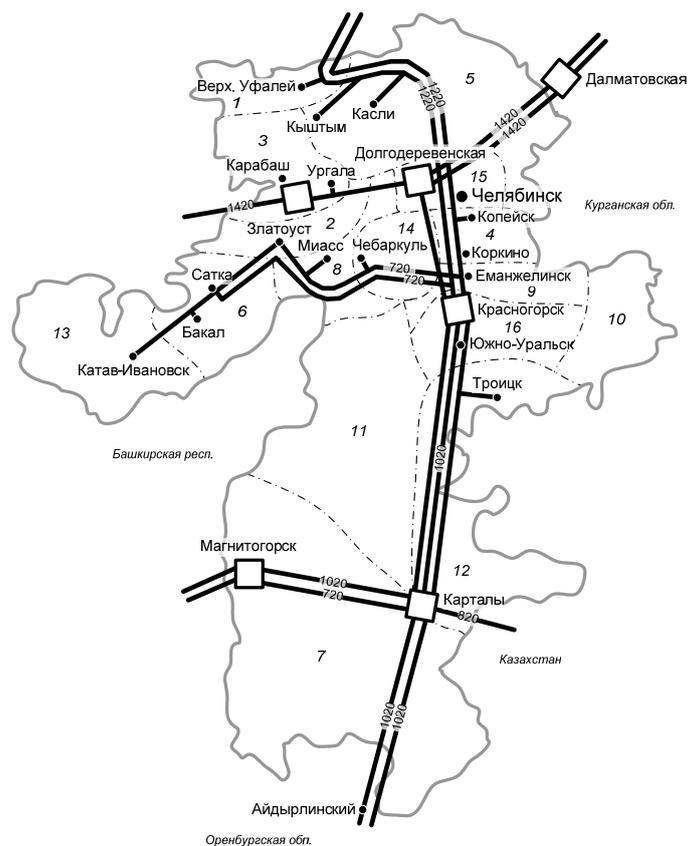


Рис. 3. Расчетная схема газоснабжающей системы Челябинская область

На 3-м уровне, с учетом подготавливаемой информации, для реальной расчетной схемы жилой агломерации (рис. 4) проводится подбор вариантов поставки энергии.

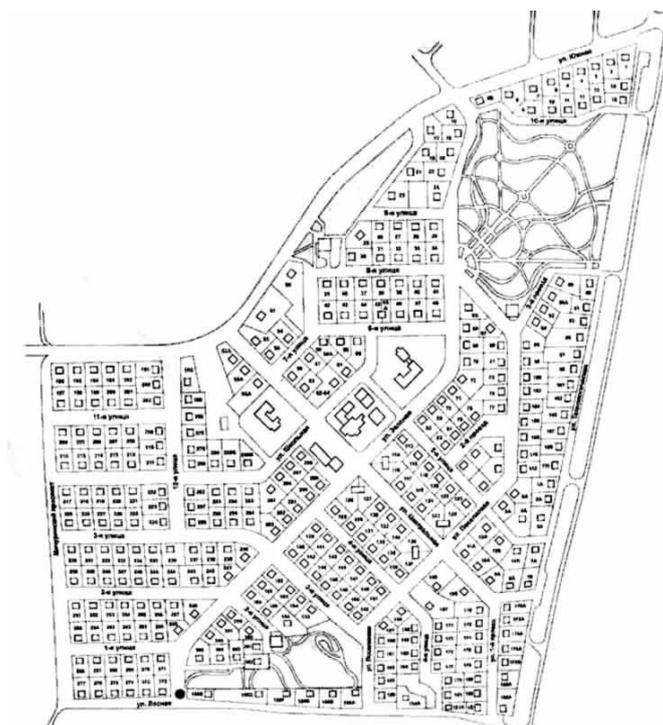


Рис. 4. Расчетная схема агломерации

Рассматриваемая агломерация представляет собой коттеджную застройку, включающую 346 строений, в т. ч. 9 административного назначения, 3 хозяйственных и 334 жилых дома. Население агломерации составляет около 1200 человек. Настоящая схема включает электрические и газовые сети со следующими параметрами: общая длина существующей электросети — 7 км, газораспределительной сети порядка 8 км.

Для данной схемы проведена подготовка информации по установкам распределенной генерации различных типов и назначения, включая анализ технических параметров: КПД, расход топлива и пр. (табл. 1 и 2), а так же стоимостных показателей, возможных издержек на обслуживание и ремонт. В дальнейшем дополнительно будут учтены и рассмотрены технико-экономические параметры тепловых, электрических и газовых сетей, а так же традиционных энергетических установок: ТЭЦ, КЭС и котельных.

Таблица 1

Технические параметры газотурбинных установок

Модель	Производитель	Вид производ. энергии	P, кВт	Q, кВт	Топливо	Расход, м <sup>3</sup> /ч	КПД
GT8C2	Alstom	Электроэнергия, тепло	56 300	10 635	Природный газ	-	0,34
GPB70 D	Kawasaki	Электроэнергия, тепло	6 530	9 418	Природный/попутный нефт. газ, дизтопливо	2483	0,30
GPB80 D	Kawasaki	Электроэнергия, тепло	7 670	9 883	Природный/попутный нефт. газ, дизтопливо	2610	0,34
KG2-3G	Dresser Rand	Электроэнергия, тепло	1 920	4 500	Природный/попутный нефтяной газ	856	0,26
MT333	FlexEnergy	Электроэнергия, тепло	333	373	Природный/попутный нефтяной газ	122	0,32
MT250	FlexEnergy	Электроэнергия, тепло	250	350	Природный/попутный нефтяной газ	91	0,30
GE 10-2	GE	Электроэнергия	11 982	-	Природный газ	-	0,33
GE 10-1	GE	Электроэнергия	11 250	-	Природный газ	-	0,31

Таблица 2

Технические параметры газопоршневых установок

Модель	Производитель	Вид производ. энергии	P, кВт	Q, кВт	Топливо	Расход, м <sup>3</sup> /ч	КПД
G3516A	Caterpillar	Электроэнергия	1 000	-	Природный/био/угольный газ	-	0,36
CG170-12	Caterpillar	Электроэнергия	1 200	-	Природный/био/угольный газ	-	0,44
G3516B	Caterpillar	Электроэнергия	1 500	-	Природный газ	-	0,35
Jenbacher 208	GE	Электроэнергия, тепло	305 330	371 410	Природ./био/попутный нефт. газ	-	0,38
Jenbacher 312	GE	Электроэнергия, тепло	527 1 067	626 1 289	Природ./био/попутный нефт. газ	-	0,41
Jenbacher 420	GE	Электроэнергия, тепло	889 1 487	920 1 639	Природ./био/попутный нефт. газ	-	0,42
20V35/44G	MAN B&W	Электроэнергия, тепло	10 600	?	Природный газ	-	0,48

В соответствии с рисунком представленной схемы подобрано 16 вариантов снабжения энергией потребителей, информация о которых приведена в табл. 3.

Таблица 3

## Варианты подачи энергии

№	Тип установки РГ	ТЭЦ/КЭС/ГЭС	Газораспред. сеть, км	Электросеть, км	Теплосеть, км
1	Газотурбинная, когенерация	-	8	-	-
2	Газопоршневая, электричество	КЭС	8	-	5,5
3	Газотурбинная, электричество	КЭС	8	-	5,5
4	Газотурбинная, электричество	-	8	-	-
5	-	Реконструкция ТЭЦ	-	7	7
6	-	Реконструкция КЭС	-	-	5,5
7	Газопоршневая, электричество	-	8	-	-
...	...	...	...	...	...
16	Газопоршневая, когенерация	-	8	-	-

*Выводы.* 1. Предложен методический подход многоуровневого моделирования ГСС, включающий три уровня детализации. В рамках данной статьи более подробно изложены 2-й и 3-й уровень детализации: на примере субъекта РФ и городского района (агломерации). Такой подход позволяет рационализировать существующую структуру топливно-энергетического хозяйства субъекта РФ, детализировать параметры объектов газоснабжения в районах и оптимизировать параметры газораспределительных трубопроводов. 2. Проведен сбор и подготовка части технико-технологической информации для 2-го и 3-го уровня детализации. В рамках нижнего уровня детализации на расчетном схеме агломерации показана возможность подачи энергии с использованием как традиционных установок, так и установок распределенной генерации. Сформировано 16 вариантов снабжения агломерации необходимым количеством энергоносителей.

## Литература

1. Воропай Н. И., Санеев Б. Г., Сендеров С. М., Стенников В. А., Новицкий Н. Н., Илькевич Н. И., Клер А. М. Энергетика будущего: комплексные проблемы инновационного развития и управления // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление. Сборник статей всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление», 1–3 сентября 2015 г., Иркутск, Россия. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – 591 с.
2. Илькевич Н. И. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения / Илькевич Н. И., Дзюбина Т. В., Калинина Ж. В. – Новосибирск: Наука, 2014. – 217 с.
3. Сурнин Н. В. Моделирование энергопотребления от источников централизованной и распределенной генерации для потребителей узлов расчетной схемы // Системные исследования в энергетике. Сборник трудов молодых ученых ИСЭМ СО РАН к 55-летию института. Отв. ред. к. т. н. А. С. Медников. Иркутск, 2015, вып. 45. – 218 с. – С. 29–33.

## **МЕТОД ВЫЯВЛЕНИЯ УСПЕШНО ПРОВЕДЕННЫХ КИБЕРАТАК НА БАЗЕ ДИНАМИЧЕСКОГО ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Е.С. Съёмщиков

### **Введение**

На сегодняшний день обеспечение информационной безопасности является важным вопросом во всех сферах деятельности. Любую информацию можно представить как сигнал, проходящий несколько основных этапов на пути достижения определенной цели. Появление сигнала предшествует его передаче и дальнейшему приему. Обычно перед этапом передачи сигнал подвергается различного рода защитам, таким как шифрование, приемник же, в свою очередь, расшифровывает такой сигнал для дальнейшего использования. Появление незапланированной ситуации в таком процессе может привести к искажению информации. Одной из таких незапланированных ситуаций может быть кибератака – внедрение ложных данных.

В задачах диспетчерского управления электроэнергетической системой (ЭЭС) под информацией прежде всего понимаются измерения параметров режима. Для обработки измерительной информации используются методы оценивания состояния (ОС) [1], которые обеспечивают оператора полной и достоверной картиной текущего состояния ЭЭС при условии наличия неискаженных исходных данных. Выявление искаженных данных осуществляется методами достоверизации.

ОС ЭЭС является одной из наиболее важных задач центра управления, так как его результаты используются другими функциями, обеспечивающими управление системой и энергетическим рынком. Поэтому наличие приложения оценивания состояния, способного противостоять преднамеренным ошибкам (или, так называемым, кибератакам), а также другим видам ошибок, является весьма желательным. Полученные перетоки по линиям используются для оценки статической устойчивости, определения нагрузочной мощности и уровней перегрузки, которые в результате влияют на рыночные цены. Следовательно, любого вмешательства в оценки перетоков, в том числе, посредством кибератак, необходимо избегать [2].

Вероятность пропуска грубых ошибок в критических измерениях или в условиях низкой информационной избыточности является очень высокой. Низкой избыточностью называется такое количество измерений, которое является избыточным с точки зрения наблюдаемости, но не достаточным для составления из них балансовых соотношений. Критическим называется измерение, исключение которого приводит к потере наблюдаемости [3]. Высокая степень вероятности пропуска ошибок объясняется тем, что методы достоверизации, обрабатывающие информацию одного среза, не работают в условиях низкой информационной избыточности. При воздействии на измерения, называемые в ОС критическими, злоумышленник может оказать негативное влияние на результаты оценивания состояния, оставаясь не обнаруженным. Поэтому задача разработки метода, способного противостоять появлению грубых ошибок (в том числе преднамеренных), является актуальной в условиях современной компьютеризации и усложнения процессов управления.

В работе предлагается метод обнаружения грубых ошибок в измерениях на базе динамического оценивания состояния в условиях низкой информационной избыточности.

Анализ и апробация предложенного метода осуществляется на базе программно-вычислительного комплекса State+, разработанного автором [4].

## Кибератаки

В общем случае управляющая система выглядит следующим образом (рис.1) [5]. Центр управления получает измерения от измерительных приборов, взаимодействующих с устройствами (ЛЭП, трансформатор и т.д.).



Рис. 1. Управляющая система

В центре управления производятся расчеты и формируются управляющие воздействия –  $u_i(t)$ . Эти воздействия приходят на привод устройств, воплощая управляющие воздействия в жизнь. Измерения –  $y_i(t)$  поступают в центр управления, используя целенаправленные протоколы связи. Злоумышленник может воспользоваться уязвимостью канала связи ( $y_i(t)$  или  $u_i(t)$ ) и создать атаку, направленную либо на изменения данных, либо привносящую временное запаздывание или отказ связи. Следующие типы атак могут быть произведены на систему управления [5]:

### *А. DoS атака*

Атаки типа «отказ в обслуживании» нацелены на поглощение всех ресурсов системы. Обычно злоумышленник занимает всю пропускную способность сетевого трафика, не оставляя ресурсов для передачи легитимного трафика. DoS атаки на устройства PMU (устройство синхронизированных векторных измерений), SCADA или PDC могут вывести их в режим «off-line», так что измерения не могут быть ни переданы, ни получены. Это неизбежно приведет к потере измерений.

### *Б. Физическая атака*

Физические атаки нацелены на аппаратные средства системы. Злоумышленники могут обрезать сетевые линии или повредить PMU. Обычно доступ к критическим аппаратам инфраструктуры ограничен, что усложняет проведение таких атак. Аналогично DoS атаки физическая атака может привести к потере измерения.

### *В. Атака типа «человек посередине»*

В атаках типа «человек посередине» злоумышленник подсоединяется к конкретному устройству и пропускает трафик через себя. Атакующий в дальнейшем может либо просматривать сетевой трафик, либо модифицировать его.

В сетях PMU «человек посередине» находился бы между устройствами PMU и PDC. Злоумышленник может послать поддельный пакет данных в локальную сеть, чтобы привязать свой адрес управления доступом к среде (англ. media access control, MAC) с IP адресом жертвы. Такая атака может еще называться «отравление кэша протокола разрешения адреса (ARP)». Проявление таких атак может выражаться в искажении измерений.

### Г. Анализатор трафика

Программные приложения, анализирующие трафик, позволяющие пользователю следить за пакетами данными в сети. Они показывают информацию, включающую в себя IP адреса источника, приемника и тип протокола. Далее злоумышленник может использовать полученную информацию для проведения атаки.

### Д. Внедрение вредоносного кода

Злоумышленник может вставить вредоносный кусок кода в программное обеспечение с целью произвольно изменить его функциональное назначение.

Одной из распространённых атак внедрения кода является внедрение SQL-кода (англ. structured query language — «язык структурированных запросов»). Внедренный код может изменять команды, отвечающие за удаления или изменения элементов и таблиц базы данных.

### Е. Атаки подмены данных (спуфинг)

Спуфинг передает системе фиктивные данные либо посредством изменения исходных данных, либо вводом новых данных. Выражается в появлении искаженных данных в измерительной информации [6].

Злоумышленник может воспользоваться уязвимостью системы, функционирующей в условиях низкой информационной избыточности, направив атаки А, Б, В, Д, Е на измерения, качество которых сложно проверить. Атаки типа А, Б приведут к потере измерений, атаки В, Д, Е – к их искажению.

## Общие сведения о динамическом оценивании состояния

Динамическим оцениванием состояния (ДиОС) [7] называется расчет установившегося режима на основе информации, полученной от измерительных приборов, с учетом зависимости между параметрами режима во времени. ДиОС выполняется на базе расширенного фильтра Калмана.

Вектор измерений выглядит следующим образом:

$$\bar{y} = (U_i, \delta_i, P_r, Q_r, P_n, Q_n, P_{ij}, Q_{ij}), \quad (1)$$

где  $U_i$  и  $\delta_i$  – модули и фазы узловых напряжений,  $P_r, P_n, Q_r, Q_n$  – генерации и нагрузки активных и реактивных мощностей в узлах,  $P_{ij}, Q_{ij}$  – перетоки мощностей в трансформаторах и линиях.

Целевая функция в ДиОС имеет вид:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T \cdot R_y^{-1} \cdot (\bar{y} - y(x)) + (\tilde{x} - x)^T \cdot M^{-1} \cdot (\tilde{x} - x), \quad (2)$$

где  $x = (U, \delta)$  – вектор состояния (набор параметров режима, по которым однозначно вычисляются все остальные параметры режима),  $R_y^{-1}$  – весовые коэффициенты измерений,  $\tilde{x}$  – прогнозы компонент вектора состояния,  $M$  – ковариационная матрица ошибок прогноза.

Прогнозы вычисляются по формуле:

$$\tilde{x}_{k+1} = \hat{x}_k + P_k \cdot M_{k+1}^{-1} \cdot (\tilde{x}_k - \bar{x}_k), \quad (3)$$

где  $k$  – номер среза;  $\hat{x}_k$  – оценка вектора состояния;  $P$  – ковариационная матрица ошибок оценивания компонент вектора состояния.

## Описание разработанного метода

Предложенный метод обнаружения грубых ошибок в измерениях основан на анализе ретроспективной и прогнозной информации о параметрах режима.

В качестве ретроспективной информации используются измерения или оценки, полученные на предыдущем срезе. Значение прогноза вычисляется с помощью ДиОС.

Проверка ретроспективной информации осуществляется на основе следующих неравенств:

$$|\bar{y}_{i(k)} - \bar{y}_{i(k-1)}| \neq 0, \quad (4)$$

$$|\bar{y}_{i(k)} - \bar{y}_{i(k-1)}| < d_i \quad (5a) \quad |\bar{y}_{i(k)} - \hat{y}_{i(k-1)}| < \hat{d}_i, \quad (5б)$$

Выражение (6) учитывает прогнозную информацию и является дополнительным условием, анализирующим достоверность измерений

$$|\bar{y}_{i(k)} - \tilde{y}_{i(k)}| < \tilde{d}_i. \quad (6)$$

В (4), (5а,б) и (6)  $\bar{y}_{i(k)}$  –  $i$ -е измерение на срезе  $k$ ;  $\tilde{y}_{i(k)}$  – прогноз  $i$ -го измерения на срезе  $k$ ;  $\bar{y}_{i(k-1)}$  –  $i$ -е измерение на  $k-1$  срезе;  $\hat{y}_{i(k-1)}$  – оценка  $i$ -го измерения на срезе  $k-1$ ;  $d_i$ ,  $\tilde{d}_i$  – пороги, вычисляемые по формулам:

$$d_i = \gamma \cdot \sqrt{2 \cdot \sigma_i^2}, \quad \tilde{d}_i = \gamma \cdot \sqrt{\sigma_i^2 + N_i}, \quad \hat{d}_i = \gamma \cdot \sqrt{\sigma_i^2 + Y_i}$$

где  $\gamma$  – квантиль распределения  $N(0,1)$  определяется заданной вероятностью ошибки первого рода  $\alpha$  (при  $\gamma = 3$  измерение с вероятностью 0.997 считается ошибочным в случае нарушения порога);  $N_i$  – диагональный элемент матрицы  $N$ , где  $N = H \cdot M \cdot H^T$ ,  $H$  – матрица Якоби;  $Y_i$  – диагональный элемент матрицы  $Y$ , где  $Y = H \cdot P \cdot H^T$ .

Неравенства (4), (5 а, б) и (6) могут обрабатываться параллельно. В результате анализа неравенств формируется трехзначный код ошибки – XYZ, где первый элемент (X) сигнализирует о выполнении – 1 или невыполнении – 0 условия (4), Y и Z соответственно (5 а, б) и (6). В зависимости от значения трехзначного кода все измерения делятся на достоверные, ошибочные и сомнительные.

В случае неудачной работы методов выявления искаженных измерений возможны ошибки I и II рода[7]:

1) Ошибки I рода проявляются в ситуациях, когда в результате работы метода, истинное измерение было отмечено ошибочным и исключено из вычислений. Такие ошибки не являются губительными с точки зрения качества результатов ОС, но они ухудшают наблюдаемость или даже приводят к ее потере.

2) Ошибки II рода проявляются в результате некорректной работы методов достоверизации, когда искаженные измерения не были выявлены. В результате, вычисляется режим, не соответствующий действительному, и чем больше значение ошибки, тем хуже получается результат.

В работе проведены исследования, направленные на минимизацию ошибок I-го и II-го рода.

## Практические применения

Апробация метода была проведена на 7-ми и 33-х узловых схемах. 7-ми узловая схема (рис.2) содержит 24 измерения.

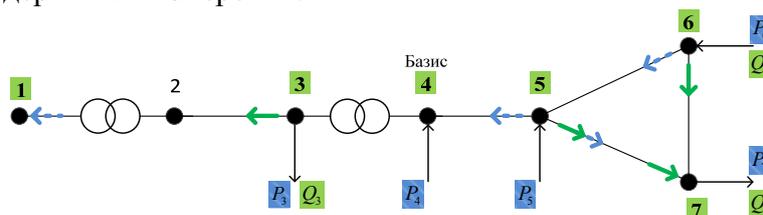


Рис. 2. 7-ми узловая тестовая схема (сплошная заливка – реактивная модель, штриховая заливка – активная модель)

Данная схема представляет большую ценность для анализа предложенного метода, поскольку она позволяет проверить основные сценарии, встречающиеся в современной ЭЭС, а именно: наличие трансформаторной связи (линии 1-2 и 3-4); присутствие компенсирующих устройств (в узлах 2 и 3); наличие транзитного узла (узел 3); линии различной длины; наличие кольца в схеме (5-6-7).

Результаты работы метода показаны на примере поиска ошибки в критическом измерении  $U_1$ . В приложении State+ был смоделирован архив, состоящий из 145 срезов, где каждый срез создавался на базе графиков нагрузок в нагрузочных узлах и генератора случайных чисел, имитирующего погрешности в измерениях.

Анализ уравнений (5а, б) показал, что при отсутствии грубых ошибок может появиться ошибка первого рода из-за наложения случайных ошибок в двух соседних срезах. В этом случае измерение объявляется ошибочным или сомнительным. Измерение  $U_1$  было помечено сомнительным на 9-ти срезах, что составляет 6,2%. Полученный результат для измерения  $U_1$  представлен в таблице 1.

Таблица 1

Результат работы метода

№ срезов	Вид	Код ошибки
10, 31, 53, 79, 107, 112, 113, 131, 132	Сомнительное	101

С целью уменьшения ошибок I рода было исследовано уравнение (5б), которое использует ретроспективную информацию об оценках, вместо измерений. В этом случае, измерение  $U_1$  оказывается сомнительным на 2-х срезах (10, 79), что составляет 1,38%.

Для проверки способности метода не пропускать ошибки, моделируются грубые ошибки различной кратности  $n$  в соответствии с формулой:

$$\bar{y} = y_{ист} + n \cdot \sigma_y, \quad (7)$$

Начальным значением кратности ошибки является 4. Ошибка моделируется каждые 15 срезов, начиная с 30 среза. При этом если измерение помечается ошибочным, его значение заменяется прогнозом. При небольших значениях кратности метод выявления ошибок оказывается недостаточно чувствительным, объявляя такие измерения сомнительными из-за нарушения условий (6). Ликвидация этой ошибки возможна за счет уменьшения доверительного интервала, что приведет к увеличению вероятности появления ошибок I рода. В случае критического измерения небольшое искажение этого измерения предпочтительнее его отсутствия.

В таблицах 2, 3 показаны результаты работы метода для измерения  $U_1$ .

Таблица 2

Результаты при  $n=4$

№ среза	Вид	Код ошибки
10	Сомнительное	101
30	Ошибка	100
45	Ошибка	100
60	Сомнительное	101
75	Сомнительное	101
79	Сомнительное	101
90	Сомнительное	101
105	Сомнительное	101
120	Ошибка	100
135	Сомнительное	101

Таблица 3

Результаты при  $n=6$

№ среза	Вид	Код ошибки
10	Сомнительное	101
30	Ошибка	100
45	Ошибка	100
60	Ошибка	100
75	Ошибка	100
79	Сомнительное	101
90	Ошибка	100
105	Ошибка	100
120	Ошибка	100
135	Ошибка	100

Сведем данные таблиц воедино и начертим их для наглядности в виде гистограммы (рис. 3):

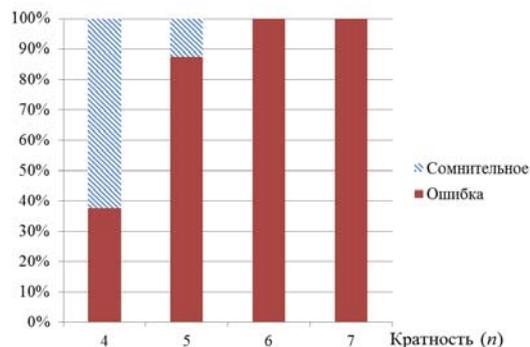


Рис.3. Результат работы метода для измерения  $U_I$  при разной кратности ошибки

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что метод 100% выявляет ошибки при кратности  $n=6$  и больше. При кратности меньше 6, некоторые смоделированные ошибки помечаются сомнительными, поэтому необходимо проводить 2 этап анализа – дальнейшую проверку всех сомнительных измерений.

Для проверки работоспособности метода обнаруживать грубые ошибки в нескольких измерениях одновременно в State+ был создан архив измерений, состоящий из 145 срезов, 33-х узловой схемы (рис.4). Результаты достоверизации сведены в таблицу 4.

Таблица 4

Результаты достоверизации измерений 33-х узловой схемы

Смоделированная ситуация	Ошибки I-го рода пропущенных (%)	Грубая ошибка $n=4$ - выявленных (%)	Грубая ошибка $n=5$ - выявленных (%)
Отсутствие ошибок	1,4	-	-
Ошибка в: $U_{12}$	1,4	87,5	87,5
$Q_{5-25}$	1,4	75	100
$Q_{24-31}$	1,4	100	100
$Q_{30-7}$	1,4	100	100
$Q_{18-31}$	1,4	62,5	87,5
$Q_{17-18}$	1,4	87,5	87,5

Анализ результатов таблицы показал, что количество ошибок I-го рода составляет 1,4%, а процент выявления ошибок II-го рода равен от 62,5% до 100% в зависимости от значения кратности и измерения. При  $n \geq 6$  ошибка определяется в 100% случаев.

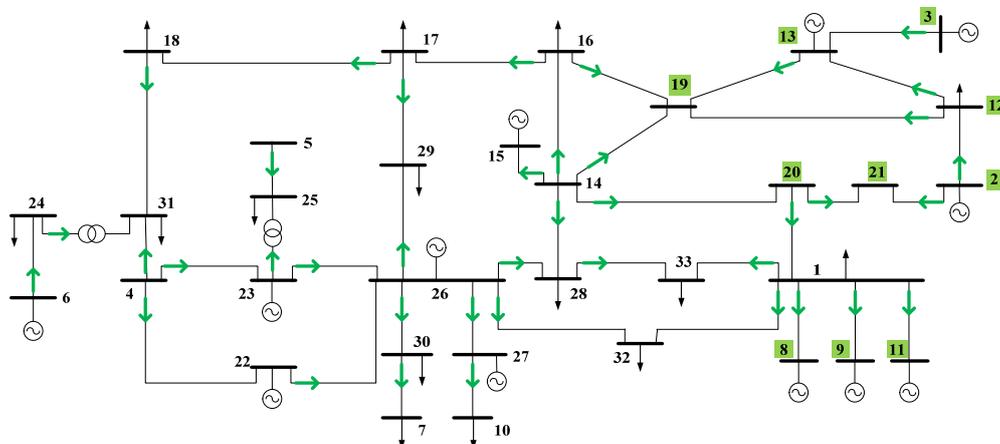


Рис. 4. 33-узловая тестовая схема (реактивная модель, где закрашенные номера узлов – измеряемые  $U$ , стрелки – измеряемые перетоки реактивной мощности).

## Заключение

В данной работе был предложен метод для обнаружения преднамеренных грубых ошибок (или кибератак) в условиях низкой информационной избыточности. Метод основан на базе ДиОС, использующего расширенный фильтр Калмана.

Для анализа работоспособности метода были взяты 7-ми узловая схема (являющаяся фрагментом реальной ЭЭС) и 33-х узловая схема в установившихся режимах с различными мощностями нагрузок. В ПВК State+ были сформированы срезы измерений и симитированы грубые ошибки разной кратности.

Использование предложенного метода позволило уменьшить количество ошибок I-го рода. Это становится возможным за счет применения свойства ДиОС практически полностью отфильтровывать погрешности в измерениях компонент вектора состояния.

Разработанный метод позволяет обнаруживать ошибки I-го рода в критических измерениях, что является особенно важным для обеспечения наблюдаемости.

Предложенный метод также обнаруживает грубые ошибки во всех измерениях, включая критические измерения. На примере 7-ми и 33-х узловых схемах было установлено, что метод работает в 100% случаев при ошибках с кратностью больше 6. При кратности меньше 6 – в 70%.

Процессы обработки условий (4), (5а,б), (6) не зависят друг от друга, поэтому могут быть организованы параллельно, что обеспечивает более высокую скорость работы метода.

Все вычисления и апробации были произведены в разработанном автором ПВК State+.

## Литература

1. Abur A., Gomez-Exposito A. Power System State Estimation: Theory and Implementation. – Book: Marcel Dekker, 2004. – P. 327.
2. Göl M., Abur A. Identifying vulnerabilities of state estimators against cyber-attacks // Proceedings of PowerTech – IEEE Grenoble. – 2013. – P. 1–4.
3. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1990. – 200 с.
4. Съёмщиков Е.С. Исследование и программная реализация методов обнаружения систематических ошибок в измерениях при оценивании состояния электроэнергетической систем. – Дипломная работа ИрННТУ, 2015. – 93 с.
5. Siddharth Sridhar, Adam Hahn, Manimaran Govindarasu. Cyber-physical system security for the electric power grid // Proceedings of the IEEE. – 2012. – V. 100. № 1 P. 210–224.
6. Christopher Beasley, G. Kumar Venayagamoorthy, Richard Brooks. Cyber Security Evaluation of Synchrophasors in a Power System // Power Systems Conference on Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources. – 2014. – P. 1 – 5.
7. Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А. и др. Методы прогнозирования параметров режима электроэнергетических систем для целей мониторинга и управления // Электричество. – 2011. – №5. – С. 17-26.
8. ГОСТ Р 50779.10-2000. Статистические методы. Вероятность и основы статистики. Термины и определения. – М.: Госстандарт России, 2000. – 26 с.

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА СТАТКОМах ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЭС.**

А.В. Тихонов

### **Введение**

Значительную роль в построении интеллектуальной энергосистемы (ИЭС) играют современные технические средства и технологии, обеспечивающие управляемость электрической сети и реализацию управлений [1]. Одной из наиболее перспективных в этой области являются FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System)-технологии или гибкие управляемые элементы сети. В настоящее время активно ведутся исследования по включению моделей таких устройств в схему замещения при расчете установившегося режима (УР) как в нашей стране [2,3], так и за рубежом [4,5].

Передачи и вставки постоянного тока (ППТ и ВПТ) являются неотъемлемой частью современных ЭЭС и технологий управления ими. ВПТ применяются для: согласованной работы электрических сетей переменного и постоянного тока, согласования работы сетей с различной частотой электрического тока, повышения пропускной способности элементов сети, содержащих «слабые» связи [6].

В традиционной конструкции ППТ и ВПТ в качестве выпрямителя и инвертора до недавнего времени использовались однооперационные тиристоры, что требовало установки дополнительных фильтрокомпенсирующих устройств с целью снижения уровня гармоник. Тиристорные выпрямительные агрегаты не в состоянии осуществлять контроль реактивной мощности. Традиционные конструкции ППТ и ВПТ в основном используются для связи двух асинхронно работающих частей энергосистемы, или для связи на дальние расстояния.

В настоящее время все большее распространение получают ВПТ, основанные на преобразователях напряжения (ВПТН), в качестве которых используются СТАТКОМы на базе современной силовой электроники- тиристоров с возможностью отключения (GTO или IGCT), либо силовых транзисторов (IGBT). Такие ВПТ обладают широкими возможностями управления параметрами режима и обеспечивают регулирование как активной, так и реактивной мощности в широких пределах и относятся к категории устройств FACTS. На территории России для объединения энергосистем Сибири и Востока установлена ВПТН на ПС 220 кВ Могоча [6].

Вопросы моделирования ППТ и ВПТ при расчете УР достаточно хорошо проработаны и освещены в отечественной и зарубежной научной литературе [3,5].

До недавнего времени модели устройств FACTS, в том числе и модели ВПТ, не включались в схему замещения при решении задачи оценивания состояния (ОС). Поэтому разработка математических моделей ЭЭС для ОС с учетом устройств FACTS является актуальной задачей. В последние годы такие исследования активно осуществляются в зарубежных странах [7,9]. В России также начаты исследования в этой области [10].

## 1. Моделирование ВПТ на СТАТКОМах при расчете УР

ВПТ – преобразовательная подстанция, предназначенная для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный исходной или иной частоты.

В современных ВПТ в качестве выпрямительного и инверторного преобразователя используются устройства СТАТКОМ. СТАТКОМ отличается высоким быстродействием и малыми габаритами. Он способен регулировать не только величину, но и фазу напряжения в электрической сети, к которой подключен.

В схеме замещения при расчете УР вставки постоянного тока моделируется двумя дополнительными узлами, соответствующими точкам подключения выпрямительного и инверторного преобразователя ВПТ.

ВПТ на СТАТКОМах представлена двумя источниками напряжения. Каждый источник напряжения подключен к системе переменного тока с помощью трансформатора.

Согласно [3,5], СТАТКОМ можно представить как источник напряжения за некоторым шунтом  $Z_{vR}$  (рис.1), проводимость которого в о.е. равна статизму характеристики СТАТКОМа.

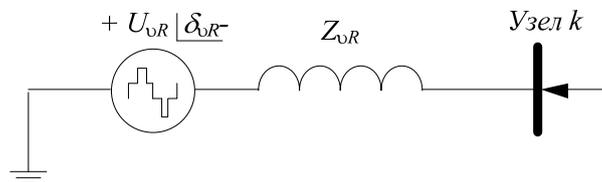


Рис. 1. Эквивалентная схема замещения устройства СТАТКОМ

При этом управляющими переменными будут амплитуда  $U_{vR}$  и угол  $\delta_{vR}$  преобразователя напряжения.

В установившемся режиме работы узлы, к которым присоединены СТАТКОМы, рассматриваются как  $PQ$  узлы с заданной активной мощностью  $P$  для инвертора и для выпрямителя и заданным диапазоном реактивной мощности  $Q_{min}(P) \leq Q \leq Q_{max}(P)$  [11]. В случае достижения предельного значения генерации реактивной мощности  $PQ$  узел заменяется  $PQ$  узлом.

Реактивная мощность преобразователя определяется отдельно для каждого конкретного случая. В результате расчета определяется то значение реактивной мощности внутри заданного диапазона, которое требуется для обеспечения режима по напряжению.

Уравнения установившегося режима для современных ВПТ схожи с уравнениями, описывающими поведение устройств СТАТКОМ. Они приведены в [3,5].

При моделировании ВПТ в модель включается дополнительное уравнение, описывающее процесс передачи активной мощности по ВПТ: активная мощность, поступающая в выпрямитель, должна быть равна активной мощности, выдаваемой инвертором (и наоборот).

Рассмотрим, как можно реализовать предложенные подходы в задаче ОС ЭЭС.

## 2. Моделирование ВПТ на СТАТКОМах при ОС ЭЭС

ОС ЭЭС – это расчет параметров режима, выполненный по данным измерений  $\bar{u}$  [12]. Традиционная постановка задачи ОС состоит в расчете оценок вектора состояния  $\hat{x}$ , включающего модули и фазы узловых напряжений, путем минимизации критерия  $J(x)$ :

$$J(x) = [\bar{y} - y(\hat{x})]^T R_y^{-1} [\bar{y} - y(\hat{x})] \quad (1)$$

где  $\bar{y}$  - вектор измерений;  $R_y$  - ковариационная матрица ошибок измерений. Вследствие нелинейной зависимости  $y(x)$ , задача решается итеративно.

Наряду с традиционным подходом в ИСЭМ СО РАН для ОС разработан метод контрольных уравнений [12]. Контрольные Уравнения (КУ) – это уравнения установившегося режима, в которые входят только измеренные переменные режима  $y$ :

$$w_k(y) = 0 \quad (2)$$

При использовании КУ задача ОС состоит в минимизации критерия:

$$J(y) = (\bar{y} - \hat{y})^T R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y}) \quad (3)$$

т.е. в расчете оценок измеренных переменных  $\hat{y}$  при ограничениях в виде системы контрольных уравнений (2). В (3)  $R_y$  - ковариационная матрица ошибок измерений. На втором этапе по оценкам базисных измерений вычисляются оценки вектора состояния и по ним – оценки неизмеренных переменных.

Так же, как и при расчете УР, для моделирования ВПТ при ОС СТАТКОМы подключаются к узлам сети через понижающие трансформаторы, т.е. к каждому узлу подключения СТАТКОМа (инвертора и выпрямителя) добавляется по две последовательно соединенных ветви, одна моделирует понижающий трансформатор, вторая-собственно СТАТКОМ, т.е. источник напряжения за шунтом, проводимость которого равна коэффициенту статизма СТАТКОМа. На рис. 2а показана линия с расчетными параметрами УР, в которую включается ВПТН. Переток активной мощности направлен из узла  $j$  к узлу  $i$ . ВПТН моделируется на подстанции узла  $j$ , к которому подключаются две ветви, моделирующие трансформатор и выпрямитель. Для подключения инвертора в схему добавляется узел  $k$ . На рис. 2б показана эквивалентная схема после включения ВПТН.

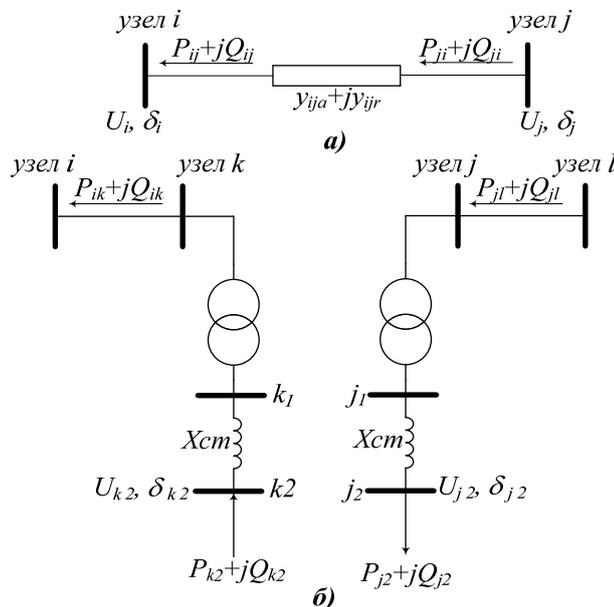


Рис. 2. Вставка постоянного тока на основе СТАТКОМ  
Линия с расчетными (а), эквивалентная схема ВПТ(б)

При ОС узлы не делятся на узлы PQ-типа и PU-типа, как при расчете УР. В конечном счете ОС сводится к расчету оценок вектора состояния - комплексов узловых

напряжений, по которым затем вычисляются перетоки мощностей по линиям и инъекции мощностей в узлах.

При моделировании устройств FACTS возникают дополнительные уравнения, связывающие параметры режима этих устройств. Для ВПТН уравнение, описывающее процесс передачи активной мощности по ВПТ имеет вид:

$$P_{j2} + P_{k2} = 0 \quad (4)$$

Метод КУ позволяет легко учитывать ограничения в форме равенств, записанных в виде КУ (2). Поэтому метод КУ был выбран для разработки модифицированного алгоритма ОС при включении модели ВПТ в расчетную схему. При этом уравнение (4) задается как дополнительное КУ.

Остановимся более подробно на алгоритме моделирования ВПТН при ОС и алгоритме расчёта:

1. В линию, на одной из подстанций которой (узел  $j$ ) моделируется ВПТН, добавляется узел, моделирующий точку подключения понижающего трансформатора (узел  $k$  на рис. 2б).

2. К узлам  $j$  и  $k$  присоединяются ветви  $j-j_1$  и  $k-k_1$ , моделирующие понижающие трансформаторы, и  $j_1-j_2$  и  $k_1-k_2$ , моделирующие СТАТКОМы.

3. Для ветвей  $j_1-j_2$  и  $k_1-k_2$ : принимаем активное сопротивление  $r=0$  Ом, т.к. сопротивление ВПТ очень мало. В СТАТКОМах оно изменяется нелинейно. Поэтому в условиях данной модели им было решено пренебречь, величина реактивного сопротивления  $x$  определяется коэффициентом статизма  $K_{СТ}$  СТАТКОМа, и вычисляется по формуле:

$$x = \frac{K_{СТ} U_{уст}^2}{Q_{ном}}$$

где  $Q_{ном}$  – номинальная мощность СТАТКОМа,  $U_{уст}$  – номинальное напряжение СТАТКОМа,  $K_{СТ}$  – коэффициент статизма (4,29%). В нашем примере  $X=0,0302$  Ом.

4. Узлы  $k, k_1, j_1$  задаются транзитными, в них инъекции активной и реактивной мощности нулевые.

5. Значение перетока активной мощности, вытекающего из узла  $j$ , задается измерениями инъекции в узле  $j_2$  (нагрузкой) и в узле  $k_2$  с противоположным знаком (генерацией).

6. В систему КУ включается дополнительное контрольное уравнение:

$$P_{j2} + P_{k2} = 0$$

7. Поскольку параметры управления СТАТКОМов  $U_{k2}, \delta_{k2}$  и  $U_{j2}, \delta_{j2}$  являются компонентами вектора состояния,  $x$ , то существенных модификаций самого алгоритма ОС не требуется.

8. Выполняется процедура ОС. В процессе расчета определяются инъекции реактивной мощности, протекающие по СТАТКОМам  $Q_{СТАТКОМ}$ , необходимые для выполнения функций выпрямителя и инвертора.

9. Проверяется условие:

$$Q_{min} < Q_{СТАТКОМ} < Q_{max} \quad (5)$$

Контроль условия:

$$U_{min} < U_{СТАТКОМ} < U_{max} \quad (6)$$

выполняется в процессе решения задачи ОС.

9.1. Если условие (5) выполняется, то осуществляем переход на п.10.

9.2. Если условие (5) не выполняется, то работает алгоритм учета ограничений в форме неравенств на неизмеренные переменные, реализованный в ПВК "Оценка" [11].

10. Выход.

### 3. Пример расчёта

В качестве тестовой схемы для апробации предложенной модификации метода ОС была использована 24 узловая схема, представляющая фрагмент Иркутской энергосистемы (рис.3). ВПТ смоделирована на системосвязующей ПС «Камала» (узел 12 в исходной схеме), для этого в линию 11-12 был добавлен узел 22. Для моделирования понижающих трансформаторов 500/10,5 кВ мощностью 630 МВА в схему были добавлены узлы 112, 122 и ветви 12-112, 22-122, для моделирования СТАТКОМов - узлы 1112, 1122 и ветви 112-1112, 22-1122.

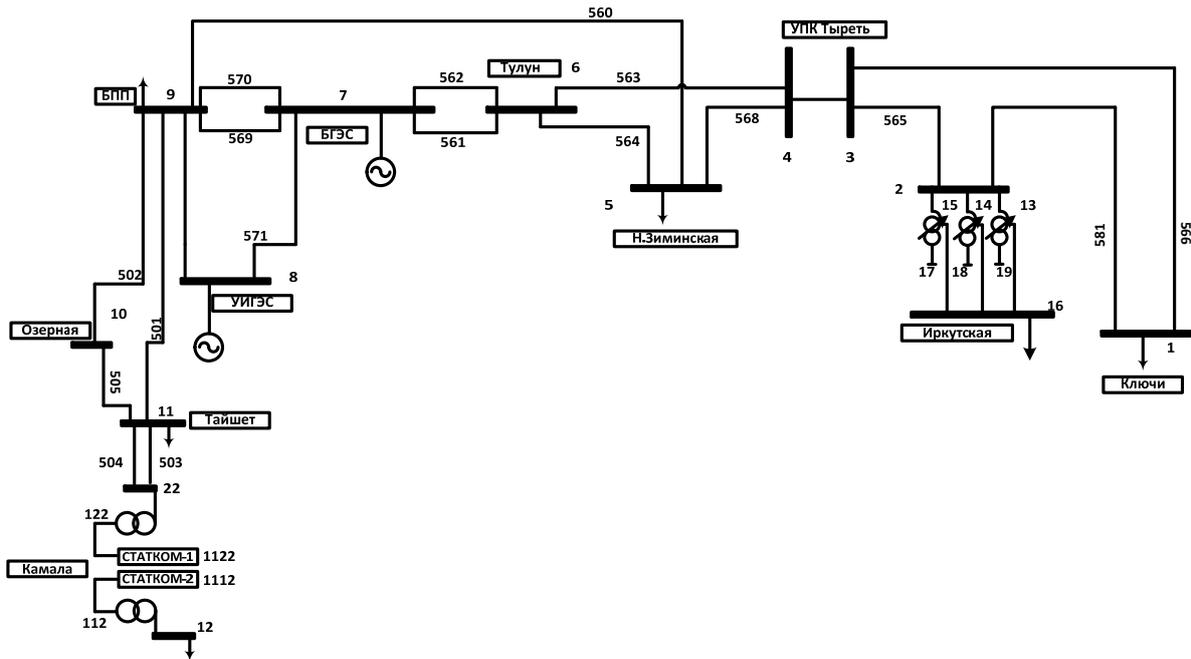


Рис.3. Схема Иркутской энергосистемы с включением ВПТ

Для включения в схему были использованы СТАТКОМы, собранные из блоков. Мощность каждого блока по 40 МВар на напряжении 11 кВ, суммарная мощность каждого СТАТКОМА – 160МВар. Группа блоков СТАТКОМА – 1 работает в режиме выпрямителя, а СТАТКОМА -2 в режиме инвертора. В зависимости от направления перетока активной мощности по линии 11-12 их функции могут меняться с точностью до наоборот.

Полученные результаты ОС представлены в таблице.

Таблица

Результаты ОС с моделью ВПТН

Узел	$U_{изм}$	$U_{ос}$	$\delta$	$P_{изм}$	$P_{ос}$	$Q_{изм}$	$Q_{ос}$
№	кВ	кВ	град	МВт	МВт	МВар	МВар
Расчёт со СТАТКОМом							
12	512	512	0	-	392	-	11
112	11	11	-14,6	0	0	0	0
1112	-	11,3	-20,1	-391	-390	-	130
22	512	512	4,8	0	0	0	0
122	11	9,1	22,6	0	0	0	0
1122	-	8,7	31,2	391	390	-	-76

Как видно из таблицы, при передаче активной мощности через ВПТ величина потерь мощности настолько мала, что ей можно пренебречь (для нашей модели), в то время как баланс реактивной мощности существенно меняется, позволяя выполнять функции выпрямителя и инвертора.

Вставка постоянного тока моделируется двумя СТАТКОМами, подключенными через трансформаторы, т.е. дополнительными ветвями в узлах установки СТАТКОМа с источником напряжения. Алгоритм легко реализуем с минимальными трудозатратами и может быть реализован практически в любом ПВК оценивания состояния (Космос, АНАРЭС, Оценка и др.) без изменения кода программы и введения новых компонентов в вектор состояния.

Однако стоит отметить, что регулируемая автоматическая ВПТ является сложным нелинейным элементом, резко ухудшающим условия сходимости итерационного расчета параметров установившегося режима ЭС. Это обстоятельство предъявляет жесткие требования к надежности математических моделей и алгоритмов работы ВПТ, прежде всего, при расчете установившихся режимов работы ЭС.

## **Заключение**

1. В работе показана актуальность включения моделей ВПТ в схему замещения при решении задачи ОС ЭЭС.

2. Рассмотрена модель ВПТ на СТАТКОМах, используемая при расчете УР.

3. Разработаны модифицированные алгоритмы ОС для моделирования ВПТ на СТАТКОМах, обеспечивающих синхронную работу двух энергосистем и повышающих их надёжность.

4. Включение модели ВПТ в схему замещения не требует существенной модификации алгоритмов ОС и может быть реализовано практически в любом ПВК Оценивания состояния при условии, что в ПВК реализованы блоки учета ограничений в форме равенств и неравенств.

5. Расчеты, выполненные для фрагмента сети 500 кВ Иркутской энергосистемы, показали высокое быстродействие и хорошую сходимость разработанных алгоритмов, что дает возможность их использования для получения оценок в темпе процесса.

## **Литература**

1. Фортов В.Е., Макаров А.А. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью. – Москва: ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012. — 235 с.
2. Аметистов Е.В. Основы современной энергетики. Современная электроэнергетика. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2010. — Т.2 — 632 с.
3. Воропай Н.И., Осак А.Б. Научно-технический отчет по теме: «Разработка оборудования и систем управления крупных энергетических систем, шифр 2008-0-2.7-31-01-007». – Иркутск, 2009. – 248 с.
4. Hingorani N. G. and Gyugyi L. Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems // IEEE Press. – 2000. – P. 431–432.
5. Acha E., Fuerte-Esquivel C. R., Ambriz-Perez H., Angeles-Camacho C. FACTS. Modelling and Simulation in Power Networks. – England: JohnWiley&Sons, Ltd, 2004. – 403 p.
6. ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» Вставка постоянного тока URL: [http://www.ntc-power.ru/innovative\\_projects/insert\\_dc/](http://www.ntc-power.ru/innovative_projects/insert_dc/) Дата обращения: 20.07.2014

7. Tomasz Okon, Kazimierz Wilkosz WLS State Estimation in Polar and Rectangular Coordinate Systems for Power System with UPFC: Significance of Types of Measurements // Modern Electric Power Systems, MEPS, September, 2010. – P. 1-6.
8. Zamora-Cárdenas A., Claudio R. Fuerte-Esquivel. State estimation of power systems containing facts controllers// Electric Power Systems Research 81. – 2011. – P. 995–1002.
9. Bei Xu, Ali Abur. State Estimation of Systems with Embedded FACTS Devices// Proceedings of the International Conference "PowerTech'2013", Bologna, Italy, June 23-26, 2003.
10. Колосок И.Н., Тихонов А.В. Алгоритмы моделирования статических тиристорных компенсаторов при оценивании состояния электроэнергетических систем // Промышленная энергетика. – 2015. – №10. – С. 30-35.
11. Емельянов В.И. Энергетические характеристики вставок постоянного тока // Сборник научных трудов. Совместная работа мощных преобразователей и энергосистем. под ред. Холодякова. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1988, С5-14.
12. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 2000. – 152 с.

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ АКТИВНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ**

В.Б. Шелехова

### **Введение**

Современные энергетические системы предполагают активное участие потребителя в формировании своего спроса и реализации режима функционирования системы. Этому способствует интеллектуализация оборудования, систем управления и учета энергии, наличие телекоммуникаций и информационного обеспечения, а также установок малой генерации.

Активный потребитель тепловой энергии является важным элементом интеллектуальной системы энергоснабжения[1]. Его моделирование представляет сложную задачу, связанную с описанием режимов работы централизованной системы и установок собственной генерации, формированием регулируемого спроса, учетом неопределенностей в поведении потребителя, при использовании ВИЭ рассмотрением особенностей производства энергии, повышением надежности всей энергосистемы, а также минимизацией эксплуатационных издержек потребителя. С постановками вышеуказанных задач и подходами к их решению связаны концептуальные особенности активного потребителя, рассматриваемые в статье, такие как энергетический хаб.

Поскольку с каждым годом внедрение интеллектуальных технологий в повседневную жизнь возрастает, потенциал регулирования спроса становится все более мощным, и использование этих ресурсов для установления двусторонних связей между потребителем и энергетической системой приобретает большую значимость.

### **Постановка задачи**

Активным называется потребитель, контролирующий свой объем энергопотребления с помощью информации о тарифах, надежности, состоянии системы, собственной генерации с целью минимизации затрат на покупку тепловой энергии, имеющий возможность формировать спрос на поставку и продажу тепловой энергии и таким образом участвующий в регулировании производства энергии. На рис. 1 схематично изображены традиционный потребитель тепловой энергии и активный потребитель тепловой энергии.

В данной статье рассматривается возможность удовлетворения спроса на тепловую энергию различными видами энергоносителей, а также участие активного потребителя тепловой энергии при помощи двух способов регулирования спроса.

Поведение потребителей является результатом огромного количества факторов, и отличается стохастическим характером. Для того чтобы модель активного потребителя была адекватна реальным условиям, необходимо учитывать стохастичность реакции потребителей на участие в предлагаемых способах.

Естественно, что потребителю должны предоставляться возможности участвовать в различных программах регулирования спроса, для этого были рассмотрены и адаптированы способы, предложенные в [2]:

- 1) Оптимальное распределение спроса между производителями энергоносителя с учетом интересов централизованной системы: данная задача связана с задачей планирования, участвуя в ней, потребитель заявляет объёмы своего потребления.
- 2) Оптимальное распределение спроса между производителями энергоносителя при минимальных затратах потребителя.



Рис. 1 а) традиционный потребитель тепловой энергии; б) активный потребитель тепловой энергии

### Описание модели энергосистемы

Для рассмотрения была принята энергосистема, состоящая из мини-ТЭЦ на угле, мини-ТЭЦ на газе, хранилища тепловой энергии и абсорбционной холодильной машины.

Были выбраны 8 микротурбин Ingersoll Rand, 2 абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины АБХМ 600В, 3 блока контейнерной электростанции «Нейрон-500», активные потребители используют газовые и электрические котлы, при этом каждый активный потребитель имеет возможность использовать электрический и газовый бойлер.

Задачи:

1. Обеспечение спроса активного потребителя тепловой энергии с минимумом затрат.
2. Влияние активного потребителя тепловой энергии на распределение спроса между разными видами систем.
3. Учет стохастического характера величин, определяющих выбор потребителя.

### Модель энергетического хаба

С целью расширения степеней свободы вариантов теплоснабжения, каждый элемент уравнений матрицы будет определяться двумя величинами – КПД и коэффициентом распределения данного топлива по видам спроса.

Искомыми данными являются уголь, газ, количество тепловой энергии в БАГВ (бак-аккумулятор горячей воды), а также электроэнергия, поставляемая в энергосистему извне.

Исходными данными являются спрос на электрическую, тепловую энергию, холод, а также спрос активного потребителя на тепловую энергию, коэффициенты трансформации энергии ( $\eta$ ) угольной мини-ТЭЦ, газовой мини-ТЭЦ, абсорбционной холодильной машины, электрических и газовых бойлеров.

Структура рассматриваемого энергетического хаба представлена на рис. 2.

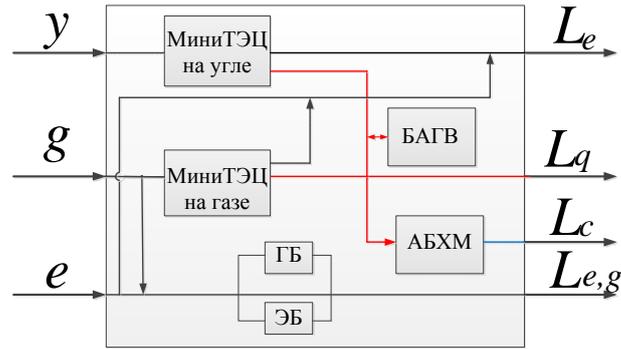


Рис. 2. Структура рассматриваемого энергетического хаба

### Математическая постановка задачи

Требуется минимизировать функцию суммарных топливных издержек

$$\text{Min} \sum_0^t (y_t p_{y,t} + g_t p_{g,t} + w_t p_{e,t}),$$

где  $y_t$ ,  $g_t$ ,  $w_t$  – используемое количество угля, газа, электроэнергии;  $p_{y,t}$ ,  $p_{g,t}$ ,  $p_{e,t}$  – действующий тариф на уголь, газ и электроэнергию.

При условии

$$v_{y,t}^{CHPy} \eta_e^{CHPy} v_{e,t}^{out} y_t + v_{g,t}^{CHPg} \eta_e^{CHPg} v_{e,t}^{out} g_t + v_{e,t}^{out} w_t = L_e,$$

где  $L_e$  – спрос на электроэнергию;  $v_{y,t}^{CHPy}$  – доля от общего используемого количества угля, приходящаяся на угольную мини-ТЭЦ;  $v_{g,t}^{CHPg}$  – доля от общего используемого количества газа, приходящаяся на газовую мини-ТЭЦ;  $v_{e,t}^{out}$  – доля отпускаемой из энергосистемы электроэнергии;  $\eta_e^{CHPy}$  – КПД угольной мини-ТЭЦ по производству электроэнергии;  $\eta_e^{CHPg}$  – КПД газовой мини-ТЭЦ по производству электроэнергии.

$$v_{y,t}^{CHPy} \eta_q^{CHPy} y_t + v_{g,t}^{CHPg} \eta_q^{CHPg} g_t + \eta^{HS} q_t = L_q,$$

где  $L_q$  – спрос на тепловую энергию из централизованной системы;  $v_{y,t}^{CHPy}$  – доля от общего количества угля, приходящаяся на угольную мини-ТЭЦ;  $v_{g,t}^{CHPg}$  – доля от общего количества используемого газа, приходящаяся на газовую мини-ТЭЦ;  $\eta_q^{CHPy}$  – КПД угольной мини-ТЭЦ по производству тепловой энергии;  $\eta_q^{CHPg}$  – КПД газовой мини-ТЭЦ по производству тепловой энергии.

$$v_{y,t}^{CHPy} \eta_c^{CHPy} y_t + v_{g,t}^{CHPg} \eta_c^{CHPg} g_t + \eta^{HS} q_t = L_c,$$

где  $L_c$  – спрос на холод;  $\eta_c$  – КПД по производству холода.

$$v_{g,t}^{dd} \eta_g^{dd} g_t + v_{e,t}^{dd} \eta_e^{dd} w_t = L_{e,g},$$

где  $L_{e,g}$  – спрос на тепловую энергию, удовлетворяемый установками собственной генерации;  $\eta_g^{dd}$  – КПД собственных установок, использующих газ;  $\eta_e^{dd}$  – КПД собственных установок, использующих электроэнергию.

С учетом данных ограничений:

- 1) По величине искомым данных

$$0 \leq w \leq \bar{W}^{in},$$

$$0 \leq g \leq \bar{G}^{in},$$

$$0 \leq y \leq \bar{Y}^{in},$$

- 2) По оборудованию МиниТЭЦ на газе и МиниТЭЦ на угле

$$\underline{W}^{CHP} \leq w \leq \bar{W}^{CHP},$$

$$\underline{Q}^{CHP} \leq q \leq \bar{Q}^{CHP},$$

- 3) Теплохранилища

$$\underline{q}^{HS} \leq q \leq \bar{q}^{-HS},$$

- 4) Коэффициентов распределения энергоносителей

$$0 \leq v \leq 1.$$

Величина спроса активного потребителя:

$$dd\% = \frac{L_{e,g}}{L_{e,g}}.$$

Оптимальное распределение спроса между производителями энергоносителя при минимальных затратах потребителя (СВ) разделяется на электрическое и газовое. Таким образом, если генерация тепловой энергии одним энергоресурсом дешевле в данный момент времени, чем другая, то программа автоматически переключит теплоснабжение на более выгодный вариант.

$$l_{eg,t}^{CB} = L_{eg,t} v_t^{CB},$$

$$l_{eg,t}^{CB} v_{e,t}^{dd} = l_{e,t}^{CB},$$

$$l_{eg,t}^{CB} v_{g,t}^{dd} = l_{g,t}^{CB},$$

$$v_{e,t}^{dd} + v_{g,t}^{dd} = 1.$$

Оптимальное распределение спроса между производителями энергоносителя с учетом интересов централизованной системы (СЗ) более привычная программа регулирования спроса, так как в ней непосредственно потребитель устанавливает свое предпочтение в способе теплоснабжения.

$$(L_{eg,t} - l_{eg,t}^{CB}) v_{e,t}^{CS} = l_{e,t}^{CS},$$

$$(L_{eg,t} - l_{eg,t}^{CB}) v_{g,t}^{CS} = l_{g,t}^{CS},$$

$$v_{e,t}^{CS} + v_{g,t}^{CS} = 1.$$

Для нахождения коэффициентов распределения энергоносителей по видам спроса ( $v$ ), воспользуемся системой линейных уравнений, состоящей из 3 уравнений и 4 неизвестных:

$$\eta_e^{dd} v_{e,t}^{dd} + \eta_g^{dd} v_{g,t}^{dd} = 1,$$

$$v_{g,t}^{CHPg} + v_{g,t}^{dd} = 1,$$

$$v_{e,t}^{out} + v_{e,t}^{dd} = 1,$$

$$v_{y,t}^{CHPy} = 1.$$

В последнее время появились вероятностные или стохастические модели, позволяющие учитывать неопределенности, в которых в качестве данных предлагается использовать нормальное распределение неизвестных [3]. В таком случае целесообразно использование математического ожидания суммарных топливных издержек для 1000 различных случайных значений  $v_{e,t}^{dd}$ . Так как значения коэффициента  $v_{e,t}^{dd}$  принадлежат отрезку [0;1], то нормальное распределение, построенное для нахождения значений этого коэффициента, необходимо усечь. С помощью приведенного ниже интегрального уравнения находим усекающий коэффициент:

$$\int_0^1 \frac{C}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx = 1.$$

На рис. 3 представлено усеченное нормальное распределение.

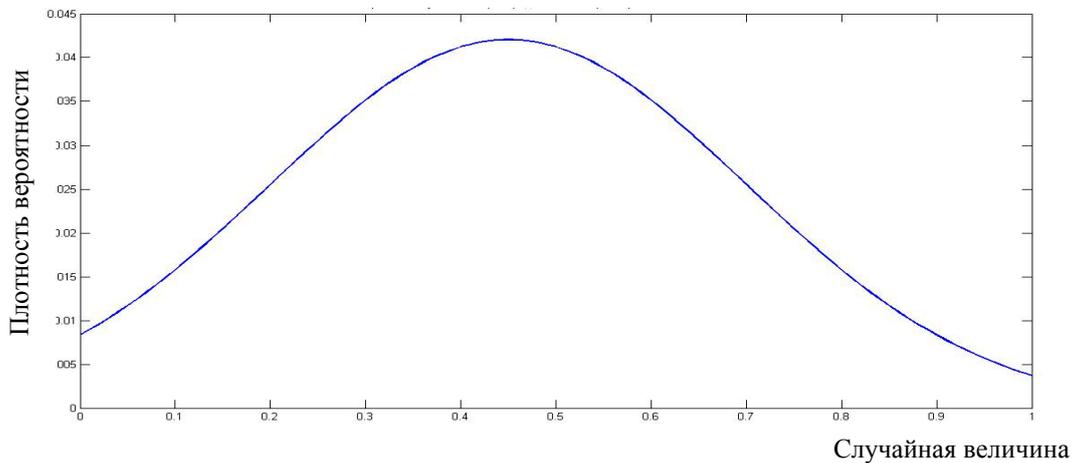


Рис. 3. Усеченное нормальное распределение

Для моделирования случайных величин, возможные значения которых не выходят за пределы некоторого ограниченного интервала  $(a,b)$ , достаточно универсальным является метод Неймана[4]. Генератор случайных чисел распределенных в интервале выбирает независимо пары  $(x_1^k$  и  $x_2^k)$ , из которых выбираются преобразованные пары.

$$x_1^{k*} = a + (b - a)x_1^k$$

$$x_2^{k*} = \omega_M x_2^k,$$

где  $(a,b)$  – интервал возможных значений случайной величины  $y$  с заданной функцией плотности вероятности  $\omega(y)$ ;  $\omega_M$  – максимальное значение функции  $\omega(y)$ . В качестве реализации случайной величины берется число  $x_2^{k*}$  из тех пар  $x_1^{k*} x_2^{k*}$ , для которых выполняется неравенство

$$x_2^{k*} \leq \omega(x_1^{k*})$$

Выбранные с помощью метода Неймана значения коэффициента распределения энергии изображены на рис. 4. Остальные разыгрываемые коэффициенты ( $v_{g,t}^{CS}$  и  $v_{eg,t}^{CB}$ )

не требуют усечения функции распределения, так как не выходят за пределы своих возможных значений.

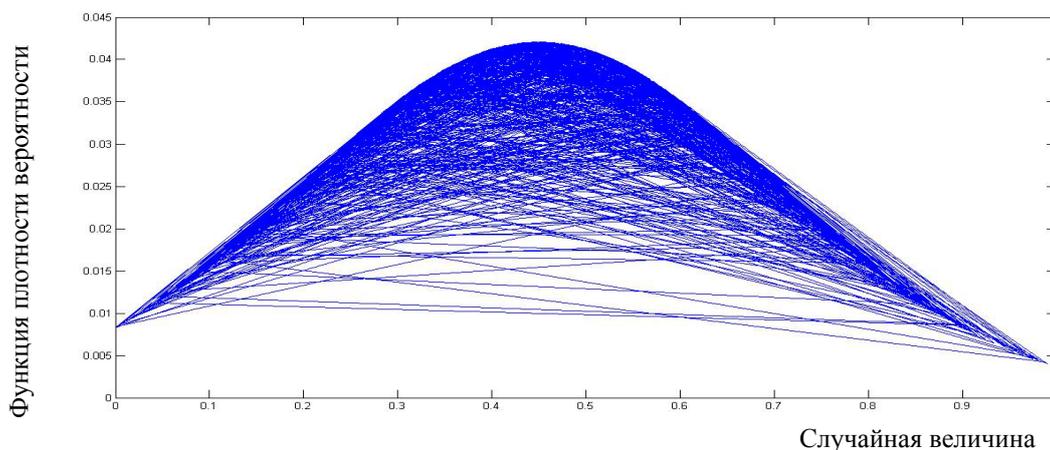


Рис. 4. Графическое представление метода Неймана

### Анализ результатов

Для того, чтобы определить, влияет ли изменение величины спроса активного потребителя на затраты энергосистемы, построили их зависимость путем варьирования величины спроса с шагом 5% на всем диапазоне его значений. Графическая зависимость математического ожидания суммарных топливных затрат от величины спроса на тепловую энергию активного потребителя представлена на рис. 5.

Из графика видно, что потребители, регулируемые по способу, предусматривающему минимизацию своих затрат, с увеличением собственной генерации на всем диапазоне использовали электрические бойлеры. Потребители, регулируемые по способу, предусматривающему выбор пользователей, предпочитали газ в 74% случаев и в 26% электроэнергию. Таким образом, происходит рост использования угля, в связи с необходимостью производства большого количества электроэнергии.

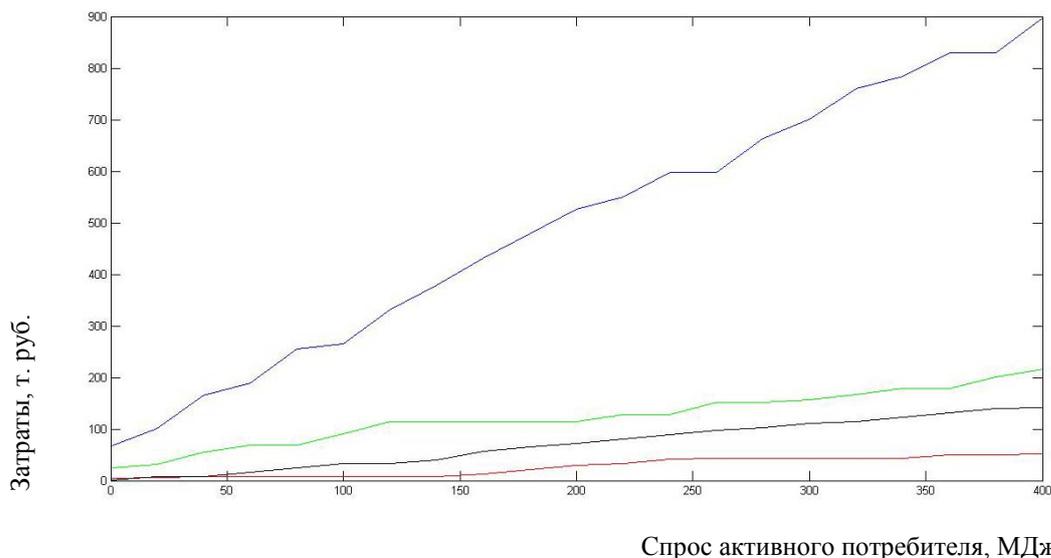


Рис. 5. Зависимость математического ожидания суммарных топливных затрат от величины спроса на тепловую энергию активного потребителя дифференцированная по видам энергии (— уголь, — газ, — электроэнергия, — энергия из теплохранилища)

## Заключение

Приводится определение активного потребителя тепловой энергии, который отличается от традиционного потребителя способностью регулировать свой спрос. Дается графическое представление структуры энергетического хаба. Схематично показано сопоставление существующего потребителя тепловой энергии и активного потребителя. Формулируется содержательная постановка задачи, которая базируется на критерии минимума затрат, разработана математическая модель активного потребителя. Выполнены анализ и адаптация способов регулирования спроса активного потребителя. Предложенная модель активного потребителя позволила просчитать варианты топливных издержек. Получена зависимость между суммарными топливными затратами и спросом потребителя, представлена структура топливных затрат.

## Литература

1. Воропай Н.И., Стенников В.А., Барахтенко Е.А. и др. Интегрированные энергетические системы как инновационное направление энергетики будущего // Сб. статей всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление», 1-3 сентября 2015 г., Иркутск, Россия. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С.47–55.
2. Neyestani N., Yazdani-Damavandi M., Shafie-khah M., Chicco G., Catalao J.P.S. Stochastic modeling of Multienergy carriers dependencies in smart local networks with distributed energy resources // IEEE transactions on Smart Grid. – 2015. – V.6. – № 4. – P. 1748–1762.
3. Mancarella P. MES (Multienergy systems): An overview of concepts and evaluation models // Energy. – 2014. – V. 65. – P. 1–17.
4. Быков В.В. Цифровое моделирование в статистической радиотехнике. – М.: Советское радио, 1971, С. 21–22.

# Научно-технический прогресс в энергетике

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО МЕТОДА НЬЮТОНА ПРИ РАСЧЕТЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ТПЕ-216М**

В.Э. Алексеюк

Электрическая энергия – очень важная и неотъемлемая часть современной экономики и жизни общества в целом. Теплосиловые системы играют важную роль в производстве электроэнергии. Электроэнергия вырабатывается на электрических станциях различного типа. Значительная часть электростанций – это тепловые электрические станции (ТЭС), доля которых в России достигает 65-70% от общей выработки электроэнергии. Большая часть из них, особенно в Сибири, в качестве топлива использует уголь. В обозримом будущем производство значительной части электроэнергии будет осуществляться путем преобразования в нее теплоты сгорания органического топлива. При этом, с большой вероятностью, доля угля для ТЭС будет возрастать.

Современные тепловые электрические станции, и входящие в их состав теплоэнергетические установки (ТЭУ), такие как котельные агрегаты и паровые турбины, представляют собой технические системы, обладающие весьма сложными технологическими схемами, разнообразным элементарным составом и режимами функционирования. Кроме того, стоимость их проектирования, изготовления, строительства и эксплуатации весьма значительна. Это затрудняет как аналитические, так и экспериментальные исследования. Из-за этого основными инструментами исследования ТЭС и ТЭУ являются методы математического моделирования и оптимизации.

Принципиальные преимущества математических моделей, такие как возможность быстро, точно и многократно решать задачу при различных предпосылках, оперативно вносить изменения в методику расчета и другие, предопределили широкое их распространение при разработке и проектировании источников электрической и тепловой энергии [1].

Котельные агрегаты, установленные на ТЭС, наряду с паровыми турбинами и электрогенераторами, относятся к основному оборудованию станций. Поэтому вопросы повышения энергетической и экономической эффективности при разработке новых и эксплуатации действующих ТЭУ, включая котельные агрегаты, крайне актуальны.

Целью данной работы было построение математической модели энергетического котельного агрегата ЕП-630-13,8-565 БТ (заводская модель ТПЕ-216М), производитель ОАО «ЭМАльянс», предназначенной для решения задач оперативного управления энергоблоком как первого этапа оптимизационных исследований.

Котельный агрегат ТПЕ-216М входит в состав энергоблока №3 Харанорской ГРЭС. Он работает совместно с паровой турбиной типа К-225-12.8-3Р, производитель ОАО «Силовые машины». Энергоблок введен в эксплуатацию в 2012 году.

Паровой котел ТПЕ-216М с естественной циркуляцией и твердым шлакоудалением предназначен для получения пара высокого давления при сжигании проектного Харанорского и непроектного Уртуйского бурых углей, характеристика которых приведена в таблице 1. Основные параметры, на которые рассчитан котельный агрегат, приведены в таблице 2.

Котельный агрегат имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры и опускной конвективной шахты, соединенных в верхней части переходным горизонтальным газоходом. Топочная камера экранирована испарительными цельносварными газоплотными панелями. Стены переходного и опускного газоходов, а также потолок над газоходами экранированы цельносварными газоплотными панелями, включенными в тракт пароперегревателя высокого давления. Котел предназначен для работы с уравновешенной тягой. В топочной камере размещены испарительные экраны, ленточный радиационный настенный пароперегреватель размещен в средней части топки. В верхней части топочной камеры расположены два ряда ширм высокого давления.

Таблица 1

Характеристика Харанорского и Уртуйского бурых углей

№№ п.п.	Характеристика	Единица измерения	Харанорский	Уртуйский
1	Низшая теплота сгорания	ккал/кг	2860	4020
2	Влажность	%	40	29,5
3	Зольность	%	11,1	15,5
4	Углерод	%	35,1	45,6
5	Сера	%	0,3	0,27
6	Водород	%	2,2	2,9
7	Кислород	%	10,8	8,6
8	Азот	%	0,5	0,53

Таблица 2

Основные параметры котельного агрегата

Параметр	Размерность	Значение
Номинальная производительность	т/ч	630
Рабочее давление в барабане	кгс/см <sup>2</sup>	165
Температура острого пара	°С	565
Давление острого пара	кгс/см <sup>2</sup>	140
Давление вторичного пара:		
а) на входе в котел	кгс/см <sup>2</sup>	28,9
б) на выходе из котла	кгс/см <sup>2</sup>	26,8
Температура вторичного пара:		
а) на входе в котел	°С	340
б) на выходе из котла	°С	565
Температура питательной воды	°С	254
Температура уходящих газов	°С	132

Топочная камера имеет обычную призматическую форму с размерами 13,5 x 12,5 метра (по осям труб), объем топочной камеры составляет 6774 м<sup>3</sup>. Топка оборудована двенадцатью прямооточными щелевыми горелками, расположенными в два яруса на отметках 17,6 и 22,7 метра.

В опускном газоходе расположен водяной экономайзер высокого давления и первая ступень конвективного пароперегревателя низкого давления. Трубчатый воздухоподогреватель (ТВП) идет четырьмя колонками по две слева и справа у боковых стен конвективной шахты. Имеет четыре яруса по высоте. Дымовые газы подаются коробами из опускного газохода котла. Подвод газов осуществляется в ТВП сверху, подвод холодного воздуха – снизу. В рассечке, между 1 и 2 ярусом ТВП расположен водяной экономайзер низкого давления, включенный в тракт основного конденсата.

Регулирование температуры перегретого первичного пара производится впрыском в пароохладители конденсата и при его недостатке питательной воды. Регулирование температуры вторичного пара производится изменением количества пара, проходящего через регулировочную ступень, а также впрыском питательной воды из линии после второй ступени питательного насоса. Регулирование температуры вторичного пара при растопке и наборе нагрузки производится паро-паровым теплообменником (ППТО) и при необходимости аварийным впрыском. При работе на номинальной нагрузке и выше, расход пара через ППТО регулируется регулирующим клапаном (РК), этот клапан байпасируется также с РК и пар можно направить, байпасируя ППТО, в конвективный пароперегреватель 1 ступени.

Пароохладители высокого давления установлены на каждом потоке в трех местах парового тракта. Первый впрыск установлен за настенными радиационными пароперегревателями, второй за средними ширмами первой ступени и третий за средними ширмами второй ступени. Впрыски в тракт пароперегревателя высокого давления осуществляются собственным конденсатом, получаемым в четырех конденсаторах котла и питательной водой. Расчетная схема котельного агрегата представлена на рисунке 1.

Математическая модель паротурбинной установки была построена с помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса «Системы машинного построения программ СМПП-ПК» [2]. Комплекс позволяет на основе графического построения автоматически генерировать программу расчета сложной теплоэнергетической установки. Она включает 42 различных элемента и 72 связи между ними, начиная от простых (разделители потоков пара и смесители потоков воды) и заканчивая более сложными элементами схемы (топка, конвективные теплообменники и ширмовые поверхности нагрева). В расчетной схеме подробно моделируется котельный агрегат.

Математическая модель котельного агрегата ТПЕ-216М представляет собой совокупность уравнений, которые описывают происходящие в нем процессы. Данная модель позволяет произвести совместный тепловой, гидравлический и аэродинамический расчеты котла. Эта совокупность уравнений составляется из математических моделей отдельных элементов котла, которые, в свою очередь также представлены рядом уравнений. Математические модели элементов, входящих в состав котельного агрегата, основаны на уравнениях, взятых из Нормативных методов (тепловой расчет котлов, гидравлический расчет котлов, аэродинамический расчет котлов).

Полученная математическая модель содержит 753 информационно-входных, 817 выходных параметров, из которых 18 параметров являются итерационно вычисляемыми и требуют задания начального приближения.

Следует отметить, что расчет математической модели котельного агрегата производится методом Ньютона, а не более простым методом Зейделя. Это обусловлено тем, что в котельном агрегате пар, проходящий через экранные поверхности котла, разделяется на два потока, один из которых проходит через потолочные поверхности нагрева, другой – через нижние поверхности. Затем эти потоки смешиваются и поступают в радиационный пароперегреватель, находящийся в топке котла, ширмовые поверхности нагрева и конвективный пароперегреватель. Кроме того, паро-паровой теплообменник, предназначенный для регулирования температуры вторичного пара, тоже усложняет конструкцию котельного агрегата. Как со стороны греющего первичного пара, так и со стороны нагреваемого вторичного пара, установлены долевые разделители потоков пара, которые разделяют нагреваемый и греющий потоки на два потока, один из которых поступает в ППТО, а другой байпасируется мимо ППТО. Более того, в котлоагрегате имеется промежуточный перегрев пара, состоящий из нескольких ступеней. Метод Зейделя не позволяет произвести гидравлический расчет котельных агрегатов с параллельными потоками теплоносителей.

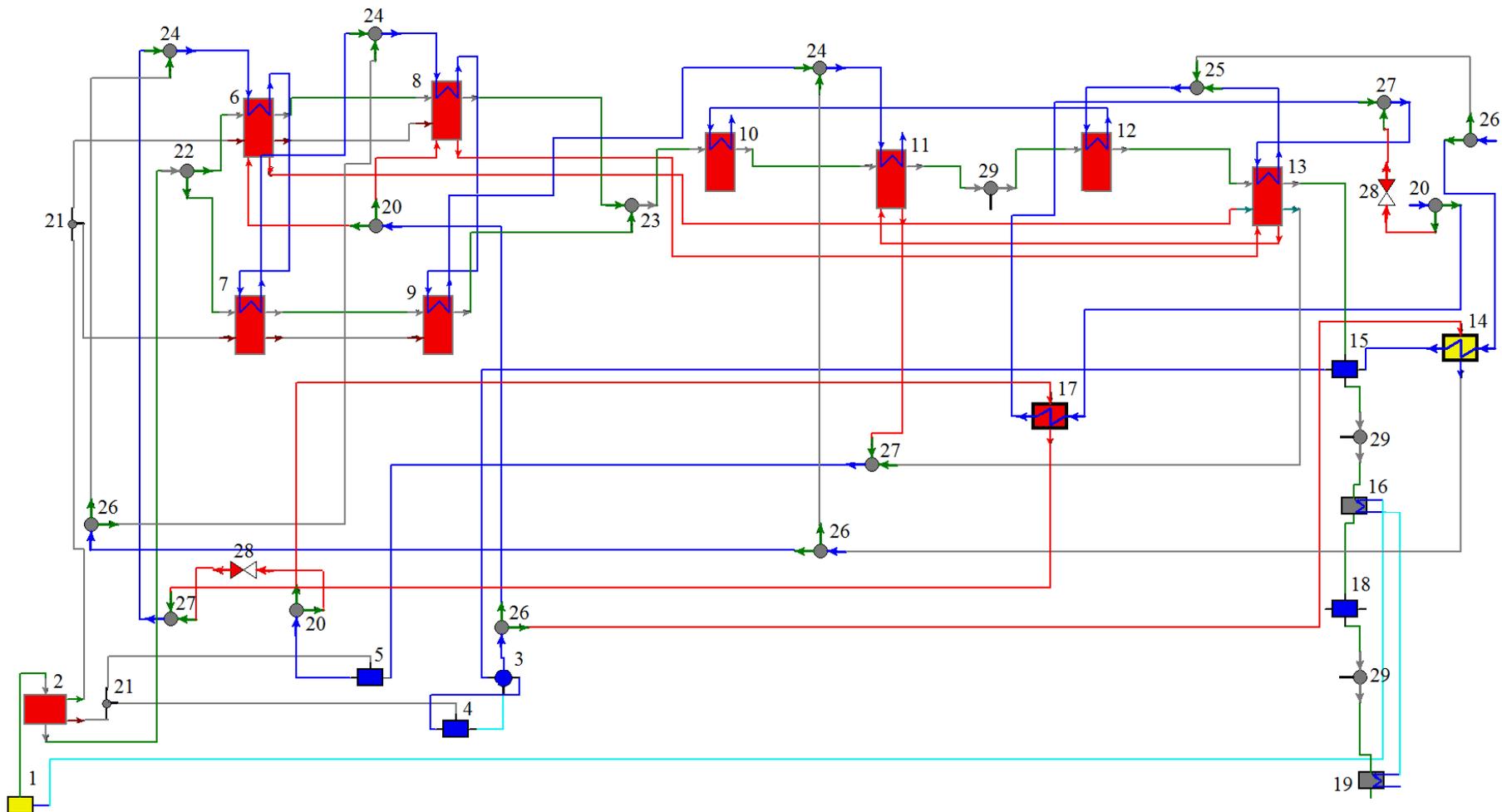


Рис. 1. Расчетная схема котельного агрегата ТПЕ-216М: 1 – камера сгорания; 2 – топка; 3 – барабан; 4 – экраны; 5 – радиационный пароперегреватель; 6 – средняя ширма (1 ряд); 7 – крайняя ширма (1 ряд); 8 – средняя ширма (2 ряд); 9 – крайняя ширма (2 ряд); 10 – конвективный пароперегреватель низкого давления (КПП НД) 3 ступени; 11 – КПП ВД; 12 – КПП НД 2 ступени; 13 – КПП НД 1 ступени; 14 – конденсатор впрыска; 15 – водяной экономайзер (ВЭ) ВД; 16 – трубчатый воздухоподогреватель (ТВП) 2 ступени; 17 – ППТО; 18 – ВЭ НД; 19 – ТВП 1 ступени; 20 – долевые разделители; 21 – разделители тепла; 22 – газовый разделитель; 23 – газовый смеситель; 24 – впрыски; 25 – впрыск НД; 26 – раздвоители; 27 – смесители; 28 – дросселирующие диафрагмы; 29 – присосы воздуха

Систему нелинейных уравнений можно кратко записать в векторном виде [3].

$$f(x) = 0 \quad (1)$$

или более подробно в координатном виде

$$f_k(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad 1 \leq k \leq n,$$

где  $k$  – номер переменной,  $n$  – количество переменных.

Рассмотрим метод простых итераций (также называемый методом последовательных приближений). Заменяем нелинейную систему (1) эквивалентной системой специального вида  $x = \varphi(x)$ . Выберем некоторое нулевое приближение и дальнейшие приближения найдем по формулам

$$x^{(s+1)} = \varphi(x^{(s)})$$

или

$$x_k^{(s+1)} = \varphi_k(x_1^{(s)}, x_2^{(s)}, \dots, x_n^{(s)}), \quad 1 \leq k \leq n,$$

где  $x_k^{(s+1)}$  – итерационно вычисляемый параметр,  $s$  – номер итерации.

Если итерации сходятся, то они сходятся к решению уравнения (предполагается, что решение существует). Поскольку сходимость линейная, то оканчивать итерации можно по критерию сходимости (2), выполнение которого надо проверять для каждой компоненты.

$$|x_k^{s+1} - x_k^s| \leq \varepsilon, \quad (2)$$

где  $\varepsilon$  – заданная точность решения системы уравнений.

Модификация Зейделя алгоритма простой итерации заключается в использовании уточненных значений переменных уже на текущем итерационном шаге. Так, для уточнения значений первой переменной используются только значения предыдущего шага, для второй переменной – значение  $x_1$  текущего шага, а остальных – от предыдущего и т.д.

$$x_k^{(s+1)} = \varphi_k(x_1^{(s+1)}, x_2^{(s+1)}, \dots, x_n^{(s)}), \quad 1 \leq k \leq n$$

Теперь рассмотрим метод Ньютона. Пусть известно некоторое приближение  $x^{(s)}$  к корню  $\bar{x}$ . Запишем систему (1) в виде  $f(x^{(s)} + \Delta x) = 0$ , где  $\Delta x = \bar{x} - x^{(s)}$ . Линеаризуя функцию, получим

$$\sum_{i=1}^n \frac{\partial f_k(x^{(s)})}{\partial x_i} \Delta x_i = -f_k(x^{(s)}), \quad 1 \leq k \leq n,$$

где  $\Delta x_i^{(s)}$  – приращение переменной.

Это система уравнений, линейных относительно приращений  $\Delta x_i^{(s)}$ . Все коэффициенты этой системы выражаются через последнее приближение  $x^{(s)}$ . Решив эту систему, найдем новое приближение  $x^{(s+1)} = x^{(s)} + \Delta x^{(s)}$ .

Метод Ньютона можно свести к методу последовательных приближений, положив  $\varphi(x) = x - [\partial f / \partial x]^{-1} f(x)$ , где  $[\partial f / \partial x]^{-1}$  есть матрица, обратная матрице производных (называемая также обратной матрицей Якоби).

Вычисления в методе Ньютона сложнее, чем при простых итерациях или методе Зейделя, так как на каждой итерации требуется находить матрицу производных и решать систему линейных уравнений. Поэтому в данной работе для решения математической модели применяется модифицированный метод Ньютона. Его отличия от простого метода Ньютона заключается в том, что обратная матрица Якоби  $[\partial f / \partial x]^{-1}$  вычисляется только на начальной итерации и используется на всех остальных итерациях. Это изменение позволяет задействовать меньшие вычислительные мощности по сравнению с простым методом Ньютона.

Как было сказано выше, расчет математической модели котельного агрегата ТПЕ-216М производится модифицированным методом Ньютона, а не более простым методом Зейделя. Это объясняется тем, что модифицированный метод Ньютона позволяет произвести гидравлический расчет котла с параллельными потоками теплоносителей. В таких условиях необходимо учитывать невязку итерационно-вычисляемых параметров на одной итерации, а метод Зейделя позволяет делать это только при наличии невязок между двумя итерациями. Следует отметить, что в данной математической модели метод Ньютона впервые был применен для расчета котельного агрегата с такой сложной схемой.

В схеме котельного агрегата имеется три участка с параллельными потоками пара, где потоки сначала разделяются, а затем смешиваются. Один из этих участков находится в экранных поверхностях топки, а два остальных в ППТО со стороны греющей и нагреваемой среды. В данной математической модели итерационно-вычисляемым параметром является доля пара, который поступает в один из двух выходов долевого разделителя потока пара, а невязка параметров вычисляется как разность давлений двух потоков в смесителе, где эти потоки смешиваются. Рассчитанные значения итерационно-вычисляемых параметров и их невязок в номинальном режиме работы котельного агрегата на Харанорском угле приведены в таблице 3.

Таблица 3

Значения итерационно-вычисляемых параметров и их невязок

№№ п.п.	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Доля пара, поступающего в потолочные экраны поверхности	–	0,385
2	Доля греющего острого пара, поступающего в ППТО	–	0,437
3	Доля нагреваемого вторичного пара, поступающего в ППТО	–	0,115
4	Невязка по давлению пара, проходящего через экраны поверхности	кгс/см <sup>2</sup>	$2 \cdot 10^{-6}$
5	Невязка по давлению греющего острого пара, поступающего в ППТО	кгс/см <sup>2</sup>	$9 \cdot 10^{-6}$
6	Невязка по давлению нагреваемого вторичного пара, поступающего в ППТО	кгс/см <sup>2</sup>	$3 \cdot 10^{-8}$

Как видно из таблицы 3, применение метода Ньютона позволяет произвести гидравлический расчет котельного агрегата с параллельными потоками теплоносителей, добиваясь при этом относительно высокой точности расчетов. Следует отметить, что точность гидравлического расчета напрямую влияет на тепловой расчет котла.

В дальнейшем планируется использование результатов, полученных в представленной статической модели (коэффициентов теплоотдачи, теплопередачи поверхностей нагрева и др.) в расчете динамической модели котельного агрегата.

## Литература

1. Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок / Л.С. Попырин, В.И. Самусев, В.В. Эпельштейн – М.: Наука, 1981. – 236 с.
2. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.
3. Численные методы / Н. Н. Калиткин – М., Наука, 1978. – 520 с.

## УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМАЛЬНОГО РИСКА ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ С СУПЕРСВЕРХКРИТИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ ПАРА

Н.О. Епишкин

Мировых запасов угля, примерно, в два раза больше запасов нефти и природного газа вместе взятых. Уголь, в настоящее время, является основным источником энергии в мире и останется таковым в ближайшем будущем. По прогнозам в период с 2010 до 2040 гг. ожидается рост потребления угля примерно от 3500 до 4600 миллионов тонн в нефтяном эквиваленте. Большая его часть идёт на производство электроэнергии [1–2].

Главными производителями электроэнергии из этого вида топлива являются пылеугольные электростанции. Их главное достоинство состоит в освоённости технологических процессов, возможности обеспечения достаточно высокого КПД и низкого уровня вредных выбросов в окружающую среду. Основным направлением повышения энергетической эффективности пылеугольных блоков является повышение параметров (температур и давлений) термодинамического цикла [3–6]. Однако при этом возрастают удельные капиталовложения в энергоблок, что снижает экономическую эффективность. В связи с этим возникает задача оптимизации параметров цикла и конструктивных параметров угольных энергоблоков по критериям экономической эффективности, например, по цене электроэнергии при заданном уровне внутренней нормы возврата капиталовложений. При этом оптимальные решения зависят от цен на топливо и элементы оборудования. Следует отметить, что данные цены обладают существенной неопределённостью.

Вопросам учёта неопределённости исходной информации при оптимизации энергетических систем и объектов посвящено значительное число работ, выполненных в ИСЭМ СО РАН (Л.А. Мелентьев, Л.С. Беляев, Л.С. Попырин и др.). Предложено в этих случаях использовать критерии Лапласа, Вальда, Сэвиджа и др. [7–10]. Разработан метод, основанный на применении платёжной матрицы. Согласно этому методу задаётся значительно число сочетаний числовых значений неопределённых исходных данных, т.н. состояний природы, достаточно хорошо представляющих всё множество неопределённости исходной информации. Для каждого такого состояния решается детерминированная задача оптимизации вида:

$$\min_x f(x, c^j) \quad (1)$$

при условиях:

$$G(x) \geq 0, \quad (2)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x}, \quad (3)$$

$$c^j \in c_H, \quad (4)$$

$$j = 1, \dots, N, \quad (5)$$

где  $f$  – целевая функция (критерий эффективности); в качестве такого критерия могут использоваться цена электроэнергии при заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложений, удельные приведенные затраты, внутренняя норма возврата капиталовложений при заданной цене электроэнергии (для последней функции решается задача на её максимизацию);  $x$  – вектор независимых оптимизируемых параметров (давление и температура острого пара, пара промперегрева и др.);  $c^j$  –  $j$ -ое сочетание (вектор) цен на топливо и оборудование, неопределённость которых учитывается;  $G$  – векторная функция ограничений-неравенств, включающая ограничения на температуры и механические напряжения металла труб различных поверхностей нагрева котла, ограничения на минимальные концевые температурные напоры теплообменников и др.;  $\underline{x}$ ,  $\bar{x}$  – вектора, компоненты которых задают минимальные и максимальные границы изменения соответствующих компонент вектора оптимизируемых параметров;  $c_H$  – множество неопределённости цен на топливо и оборудование (как правило, множество неопределённости каждого компонента вектора  $c^j$  задаётся своими предельными значениями);  $N$  – число состояний природы (число строк в платёжной матрице).

Обозначим оптимальное решение  $j$ -ой задачи (1)–(5) через  $x^{optj}$ . В результате решения  $N$  задач (1)–(5) формируется множество оптимальных решений, среди которых ищутся решения оптимальные по критериям Лапласа, Сэвиджа и др. В работах [11, 12] в случае неопределённости экономической информации (цен на топливо и оборудования) показано, что для ТЭУ следует использовать критерии Лапласа и Сэвиджа. Решение, оптимальное по критерию Лапласа рекомендуется получать в результате детерминированной оптимизации при средних значениях цен. Поиск решения, оптимального по критерию Сэвиджа, в [11, 12] предлагается искать в результате решения следующей задачи:

$$\min_x \max_j \{f(x, c^j) - f(x^{optj}, c^j), j = 1, \dots, N\}, \quad (6)$$

при условиях (2)–(4).

Достоинством подхода, изложенного в [11, 12], является то, что решение, оптимальное по Сэвиджу, ищется не среди  $N$  оптимальных решений задачи (1)–(5), а на всём допустимом множестве изменения вектора  $x$ , определяемом условиями (2) и (3).

Недостаток подхода состоит в необходимости формирования большого числа «состояний природы» и решении для каждого состояния задачи (1)–(5).

Для устранения указанного недостатка в настоящей работе предлагается поиск решения, оптимального «по Сэвиджу», начинать с небольшого числа заранее заданных состояний природы, для каждого из которых предварительно решается задача (1)–(5). Затем решается задача (6) при условиях (2) и (3). Для полученного оптимального решения  $\hat{x}$  предлагается на множестве допустимых значений вектора  $x$ , определяемом условиями (2) и (3), и множестве неопределённости цен  $c_H$ , решать задачу по поиску такого вектора неопределённых цен, при котором риск для  $\hat{x}$  будет максимальным. Указанная задача может быть сформирована следующим образом:

$$\max_{x, c} [f(\hat{x}, c) - f(x, c)], \quad (7)$$

при условиях (2), (3) и

$$\underline{c} \leq c \leq \bar{c}, \quad (8)$$

где  $\underline{c}$ ,  $\bar{c}$  – вектора, компоненты которых задают минимальные и максимальные границы изменения вектора  $c$ .

Обозначим оптимальное решение задачи (7) при условиях (2), (3) и (8), через  $x^*$ ,  $c^*$ . Добавляем к ранее имеющимся состояниям природы новую точку с координатами  $c^*$  и значением целевой функции  $f(x^*, c^*)$ . Увеличиваем число состояний природы  $N$  на 1 и возвращаемся к решению задачи (6) при условиях (2) и (4). Если новое решение этой задачи близко к предыдущему решению, то оптимум «по Сэвиджу» найден, в противном случае решается задача (7) при условиях (2), (3) и (8) и процесс повторяется.

Как видно при использовании предлагаемого метода множество сочетаний природы необходимое для решения оптимизационной задачи формируется автоматически в процессе решения, что является основным достоинством данного метода. Отметим, что данный подход применим при учёте неопределённости экономической информации, поскольку её изменение не влияет на значение векторной функции  $G$  (при фиксированном  $x$  изменение  $c$  не влияет на процессы, протекающие в элементах установки).

В настоящей работе проведены оптимизационные расчёты при неопределённо заданной исходной информации пылеугольного 660 МВт энергоблока на суперсверхкритические параметры пара, технологическая схема которого представлена на рисунке 1.

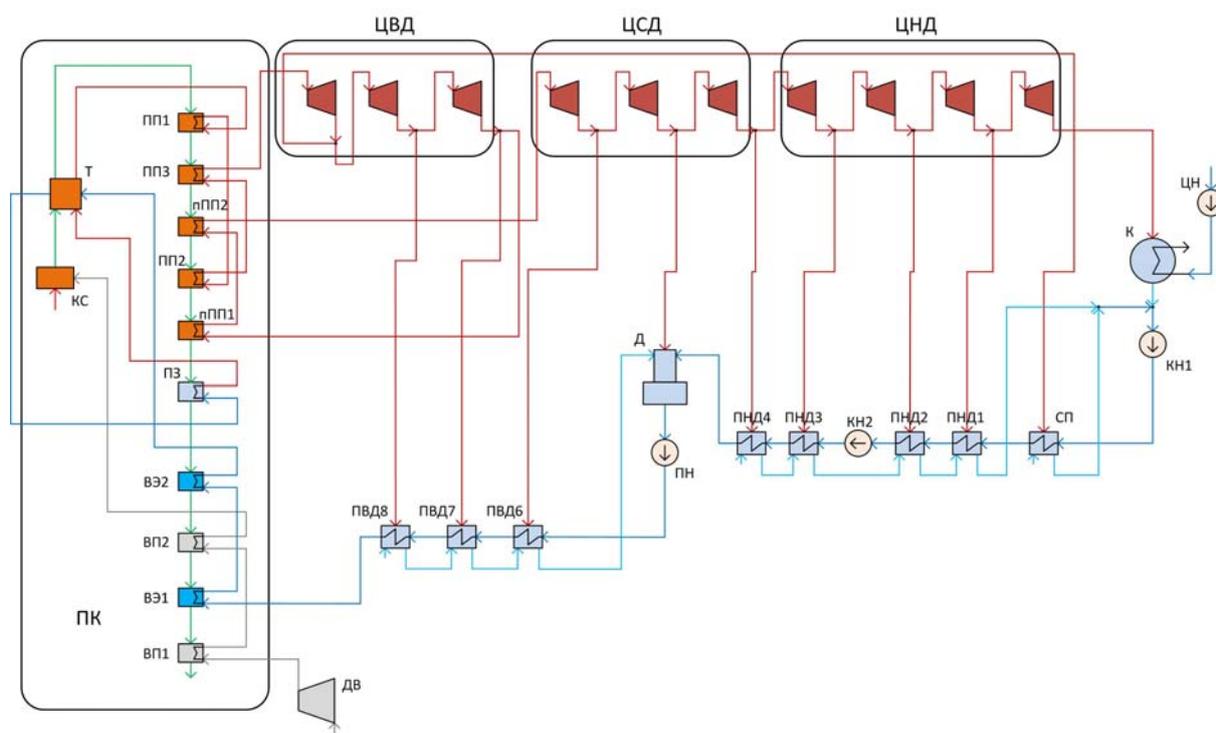


Рис. 1. Расчётная технологическая схема пылеугольного паротурбинного ССКП энергоблока мощностью 660 МВт:

ДВ – дутьевой вентилятор; ПК – прямоточный паровой котёл; КС – камера сгорания парового котла; Т – топка парового котла; ПП1–3 – конвективные пароперегреватели; ППП1–2 – промежуточные пароперегреватели; ПЗ – переходная зона; ВЭ1–2 – водяные экономайзеры; ВП1–2 – воздухоподогреватели; ЦВД – группа отсеков цилиндра высокого давления; ЦСД – группа отсеков цилиндра среднего давления; ЦНД – группа отсеков цилиндра низкого давления; К – конденсатор паровой турбины; ЦН – циркуляционный насос; КН1–2 – конденсатные насосы; СП – сальниковый подогреватель; ПНД1–4 – подогреватели низкого давления; Д – деаэратор; ПН – питательный насос; ПВД1–3 – подогреватели высокого давления.

В качестве топлива рассматривается берёзовский уголь марки 2БР. В таблице 1 приведены его основные характеристики.

Для турбины были приняты следующие величины относительных внутренних КПД отсеков (по ходу пара), % – 90; 92; 94; 94,5; 95,5; 94,5; 95; 90; 90,5; 86.

В таблице 2 представлена технико-экономическая информация для расчёта капиталовложений в энергоблок.

Таблица 1

Состав берёзовского угля марки 2БР

$W^p$	$A^p$	$S^p$	$C^p$	$H^p$	$N^p$	$O^p$	$Q_n^p$ , ккал/кг
0,33	0,047	0,002	0,443	0,03	0,004	0,144	3740

Таблица 2

Технико-экономическая информация для расчёта ССКП блока

Удельная стоимость металла, \$/кг	–
–10X16H16B2МБР	53,5
–15X1M1Ф	30,6
–Ст20	21
Удельные (на единичный расход условного топлива) затраты в топливную систему, тыс. \$/т/ч	14,4
Доля затрат на монтаж оборудования	0,2
Удельная стоимость топлива, \$/т	100
Удельная стоимость электрогенератора паровой турбины, \$/кВт	60
Доля затрат на строймонтаж от стоимости оборудования	0,4

Следует отметить, что в поверхностях нагрева топки котла, ПП1, ПП2, ПП3, и пПП2 используется металл марки 10X16H16B2МБР. Также из этого металла состоят главный паропровод острого пара и паропроводы вторично перегретого пара.

Целевой функцией для оптимизационной задачи выступает цена электроэнергии при заданной норме возврата капиталовложений, принимаемой равной 0,15. Неопределённая экономическая информация учтена двумя коэффициентами, коэффициентом увеличения стоимости угля (по отношению к базовой стоимости 100 \$/т у.т.), равном 3 и коэффициентом увеличения капиталовложений в энергоблок (по отношению к капиталовложениям, рассчитанным по представленным «базовым» ценам), равном 1,5. В качестве начальных точек состояния природы были приняты угловые точки множества неопределённости исходной информации. Число таких точек равно четырём.

Математическая модель пылеугольного паротурбинного ССКП энергоблока электрической мощностью 660 МВт, полученная с помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса «Система машинного построения программ» (СМПП) [13], включает 1107 задаваемых параметров, 990 вычисляемых и 23 итерационно уточняемых, в процессе расчёта, параметров.

При решении задачи оптимизации по критерию минимума цены электроэнергии было выбрано 99 независимых оптимизируемых параметра (давление и температура острого пара и промперегрева, расход острого пара, давления на регенерацию, в отборах и конденсаторе турбины, энтальпии и массовые скорости в тепловоспринимающих поверхностях нагрева котла, а так же диаметры, толщины и шаги труб этих поверхностей, диаметры и толщины трубопроводов) с учётом 163 ограничений-неравенств (ограничения на температуру и механическое напряжение металла труб теплообменников и трубопроводов, температуру уходящих газов, концевые температурные напоры теп-

лообменников, ограничение на влажность на выходе из последнего отсека турбины и др.).

При расчёте капиталовложений в установку учитывались стоимость основных элементов котла и турбины. При этом стоимость теплообменного оборудования принималась прямо пропорционально массе теплообменных труб с учётом цены металла, из которого изготавливались данные трубы. Пропорционально массе металла определялись капиталовложения в трубопроводы острого пара, пара промперегрева и питательной воды. Затраты в элементы паровой турбины, насосы и дутьевые вентиляторы определялись пропорционально их мощностям, с учётом параметров рабочего тела. Затраты в системы топливоподачи, пылеприготовления, золоудаления, очистки и удаления продуктов сгорания определялись пропорционально расходу топлива. Затраты на проектирование, монтаж и строительство принимались пропорциональными стоимости основного оборудования.

Основные результаты оптимизационных расчётов пылеугольного ССКП энергоблока мощностью 660 МВт при неопределённо заданной информации представлены в таблице 3. Показаны угловые точки ( $c^1 - c^4$ ), оптимальные значения в которых получены в результате решения задачи (1)–(5), и их координаты (коэффициенты увеличения), выбранные на начальном этапе оптимизации. Также показаны точки ( $c^5 - c^8$ ) и их координаты, полученные в результате решения задачи (7) при условиях (2), (3) и (8). Оптимумы «по Сэвиджу»  $c_c^{1-4}$ ,  $c_c^{1-5}$ ,  $c_c^{1-6}$ ,  $c_c^{1-7}$  получены для четырёх, пяти, шести и семи точек соответственно.

Предложенный метод автоматического поиска состояний природы даёт возможность избежать обязательного задания всех возможных сочетаний неопределённых данных, т.е. будет достаточным на начальном этапе задавать лишь малое количество состояний природы. Это видно из таблицы 3 – оптимизационные расчёты начинались с выбора 4-х сочетаний неопределённых данных и закончились на восьми сочетаниях. Дальнейшее увеличение числа точек не привело к изменению оптимального результата.

Анализируя полученные результаты можно сделать вывод, что для исследуемого энергоблока оптимальные параметры по критерию Сэвиджа характеризуются довольно низким давлением острого пара (15,8 – 16,2 МПа) при высокой температуре острого (627 – 628°C) и пара промежуточного перегрева (648 – 644°C).

#### Выводы.

1. Предложен новый подход к поиску оптимума «по Сэвиджу», позволяющий сократить число рассматриваемых сочетаний неопределённых данных.
2. Работа метода проиллюстрирована на примере оптимизации угольного энергоблока с учётом неопределённости цены топлива и капиталовложений.
3. Получены оптимальные значения параметров работы пылеугольного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара мощностью 660 МВт.

Таблица 3

## Результаты оптимизации ССКП энергоблока

Показатель	Номер точки											
	$c^1$	$c^2$	$c^3$	$c^4$	$c_c^{1-4}$	$c^5$	$c_c^{1-5}$	$c^6$	$c_c^{1-6}$	$c^7$	$c_c^{1-7}$	$c^8$
Целевая функция, <i>цент./кВт ч</i>	9,6	13,0	18,5	15,1		14,5		14,87		13,54		14,77
Критерий Сэвиджа					0,01		0,014		0,02		0,05	
Давление, <i>МПа</i> :												
-острого пара	16,0	16,1	16,5	17,2	16,2	16,6		17,8		16,9		16,7
-промперегрева	4,4	4,4	4,6	4,8	4,5	4,3		4,6		5,0		4,5
-питательной воды	19,6	19,7	20,0	20,5	19,6	20,0		21,0		20,2		20,0
Температура, $^{\circ}C$ :												
-острого пара	628	628	627	633	627	629		627		628		628
-промперегрева	651	652	659	660	653	644		654		666		649
-питательной воды	287	288	288	292	288	282		288		293		287
Мощность, <i>МВт</i>	677,1	676,5	676,1	670,9	672,1	675,1	670,3	673,8	669,1	673,1	668,9	674,9
КПД, %	44,93	44,91	45,11	45,54	44,72	44,96	44,76	45,38	44,81	45,35	44,89	45,13
Коэффициент увеличения:												
-цены топлива	1	1	3	3		2,78		2,92		2,44		2,88
-капиталовложений	1	1,5	1,5	1		1		1		1		1

## Литература

1. Bruce G. Miller. Coal Energy Systems. – Elsevier Academic Press. 2005. – P. 526.
2. Ghosh T.K., Prelas M.A. Energy Resources and Systems: Volume 1: Fundamentals and Non-Renewable Resources. – Springer Science + Business Media B.V. 2009. – P. 159–279.
3. Fossil Fuel-Fired Power Generation. – OECD/IEA. 2007. – P. 176.
4. Тугов А.Н., Шварц А.Л., Котлер В.Р. Отечественные котельные установки на повышенные параметры пара: состояние и перспективы // Электрические станции. – 2014. – № 1. – С. 9–13.
5. Kruglikov P.A., Smolkin Yu.V., Sokolov K.V. Selecting the basic schematic solutions for a coal-fired power unit designed to operate at ultrasupercritical steam conditions // Thermal Engineering. – 2012. – V. 59. – № 9. – P. 653–660.
6. Сомова Е.В., Шварц А.Л., Вербовецкий Э.Х. Создание пылеугольного энергоблока на ультрасверхкритические параметры пара в рамках проекта AD-700 // Энергетик. – 2015. – № 2. – С. 39–43.
7. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития. – М.: Наука. 1983. – 456 с.
8. Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия. 1978. – 416 с.
9. Попырин Л.С., Самусев В.И., Эпельштейн В.В. Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок. Сиб. энергет. ин-т СО АН СССР. – М.: Наука. 1981. – 236 с.
10. Фактор неопределённости при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики. Под ред. Л.С. Беляева, А.П. Меренкова и Л.С. Попырина. Иркутск, изд. Сибирского энергетического ин-та СО АН СССР. 1974. т. 1. – 253 с. т. 3 – 166 с.
11. Деканова Н.П., Клер А.М. Оптимизация теплоэнергетических установок при неопределённости экономической информации // Методы оптимизации теплоэнергетических установок с учётом неопределённости исходной информации. – М.: ЭНИН. 1987. – С. 29–39.
12. Клер А.М., Деканова Н.П., Щёголева Т.П. и др. Методы оптимизации сложных теплоэнергетических установок. – Новосибирск: ВО «Наука». Сибирская издательская фирма. 1993. – 116 с.
13. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А. и др. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования // – Новосибирск: Наука. 2005. – 236 с.

## **ОЦЕНКА ОБЛАСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК «ТЕРМОРОБОТ»**

А.В. Масько

В Иркутской области эксплуатируется около 1030 муниципальных котельных. Из них порядка 460 (45%) – это котельные малой мощности с твердотопливными котлами с ручным обслуживанием, использующими в качестве топлива уголь или дрова. Результаты обследований, проводимых сотрудниками ИСЭМ СО РАН с 1997 года говорят о низкой эффективности работы таких котельных. И хотя за 20 лет в коммунальной энергетике Иркутской области ситуация улучшилась, во многие котельные пришла механизация, где-то произошло объединение систем теплоснабжения и укрупнение котельных, появились новые котлы с хорошими конструкционными решениями, повысилась эффективность производства тепловой энергии, ситуация с самыми малыми, но самыми многочисленными котельными осталась на прежнем уровне. Основные проблемы малых котельных следующие:

- используются котлы конструкционно не соответствующие нормативам и заведомо имеющие низкую эффективность работы;
- персонал имеет низкую квалификацию и недостаточную мотивировку из-за низкого уровня заработной платы;
- используется рядовое топливо с размером кусков от 0 до 300 мм, что не способствует качественному его горению;

В структуре себестоимости основные составляющие – это фонд оплаты труда и затраты на топливо, в сумме достигающие 80% от всех затрат. Соответственно, основные направления повышения эффективности работы малых котельных – это механизация и автоматизация топочных процессов, что влечёт за собой исключение «человеческого фактора», значительно влияющего на режимы работы оборудования, и повышение эффективности сжигания топлива, а также и сокращение самого обслуживающего персонала. Основная причина того, что практически за 20 лет ситуация никак не изменилась, в том, что на рынке отсутствовали предложения соответствующей котельной техники нужного уровня мощности, не то, чтобы автоматизированной, но даже механизированной.

Относительно недавно на рынке появились котельные «Терморобот», производимые в г. Новосибирске [1]. По заявлениям производителя котельные имеют высокую степень автоматизации и высокий КПД (до 86%) [2]. Данная технология набирает популярность, первые образцы таких котельных уже появились в Иркутской области. Несколько котельных эксплуатируется в Зиминском районе, рассматривает возможность установки администрация Усть-Илимского района. Как водится, с появлением каких-либо новинок сразу возникает и набирает силу позиция, что эта технология закрывает все проблемы и необходимо срочно и повсеместно устанавливать эти котельные вместо существующих. Не удивительно, что обычно такой подход в целом даёт неудовлетворительный результат, поскольку любая технология имеет свои особенности и свою область применения. Поэтому представляется целесообразным оценить реальные характеристики котельных на базе «Термороботов» и границы их применения.

Для решения данной задачи выполнено следующее:

- оценены характеристики существующих котельных;
- оценены необходимые затраты на ремонт котельных с использованием традиционных решений с ручными котлами;
- проанализированы особенности технологии «Терморобот» и оценены их возможные характеристики;
- произведено сравнение эффективности решений на основе традиционных технологий и «Термороботов»

При выполнении работы осуществлялось как модельное исследование с реконструкцией систем имеющих усреднённые характеристики, так и исследование на основании конкретных систем теплоснабжения Иркутской области. Поскольку результаты получились согласующимися между собой, в данной статье описано только сравнение технических решений на основе систем теплоснабжения г. Нижнеудинска.

В муниципальной собственности г. Нижнеудинска находится порядка 30 котельных. Из них было выделено 13 котельных, подходящей мощности. Их характеристики:

- используемое оборудование – ручные котлы различных марок;
- средний КПД производства тепла 55%;
- используемое топливо – рядовой бурый уголь;
- имеется централизованный топливный склад, откуда до каждой котельной топливо доставляется автотранспортом;
- все котельные располагаются в радиусе 3,5 км.

Для каждой котельной имелись фактические годовые эксплуатационные затраты. С целью повышения эффективности их работы были намечены мероприятия по замене находящегося в неудовлетворительном состоянии котельного оборудования на новые котлы с ручным обслуживанием. При этом предполагалось, что среднегодовой КПД работы котельных будет повышен до 60%. На основании опыта обследований ручные котельные даже после ремонта не превышают данный уровень эффективности, так, как слишком велико влияние «человеческого фактора». Для всех котельных были оценены необходимые затраты на их ремонт.

В качестве альтернативного решения рассмотрено применение технологии «Терморобот». Её особенности:

- механизированная подача топлива в котёл;
- механизированное удаление шлака;
- автоматизированное и удалённое управление и контроль режимов работы котельной;
- использование обслуживающего персонала только при загрузке топлива в бункер котельной и очистке шлаковой ёмкости;
- использование сортированного угля, который готовится на централизованном складе.

В рамках работы проанализированы характеристики технологии «Терморобот», описываемые производителем [3–6]. Часть информации взята на основании данных производителя, а часть, которая, как кажется, представлена производителем слишком оптимистично, оценена автором.

Подготовка топлива предусмотрена на базе существующего в г. Нижнеудинске угольного склада с сооружением приёмных и дробильных устройств. Количество обслуживающего персонала принято на основании рекомендаций производителя, но с учётом оценки времени на обслуживание конкретных котельных (загрузка топлива, выгрузка шлака). Количество необходимого персонала получилось на 20% больше оценок производителя.

Из анализа технических решений «Термороботов» было установлено, что вопрос резервирования мощности производителем решается одним способом – установкой резервного электрокотла, причём недостаточной мощности. В данной работе выбор числа и мощности котлов осуществлялся с учётом соблюдения нормативных требований по резервированию [7]. Это привело к более высоким капитальным затратам относительно оценок производителя.

При переходе на технологию «Терморобот» учитывались затраты на необходимые подготовительные строительные и монтажные работы (сооружение фундаментов, привязка к существующим сетям, проектные работы и пр.).

КПД работы «Термороботов» заявляется производителем очень высокий – 86% [2]. Учитывая техническое неудобство, а практически невозможность в отопительный период, чистки поверхностей нагрева, а также переменную нагрузку котлов в работе учитывалась вероятность снижения фактического КПД. Поэтому расчёты осуществлялись на 3 уровня эффективности – 86, 75 и 65%.

Из анализа данных производителя также не ясно, учитывались ли в его оценках амортизационные отчисления. В данной работе амортизационные отчисления учтены во всех вариантах.

На рис. 1 и в представлена структура эксплуатационных затрат котельными в существующем состоянии (фактическое), после ремонта с применением традиционных технологий с ручными котлами и доведением КПД котельных до 60%, а также котельными «Терморобот» с различным уровнем эффективности.

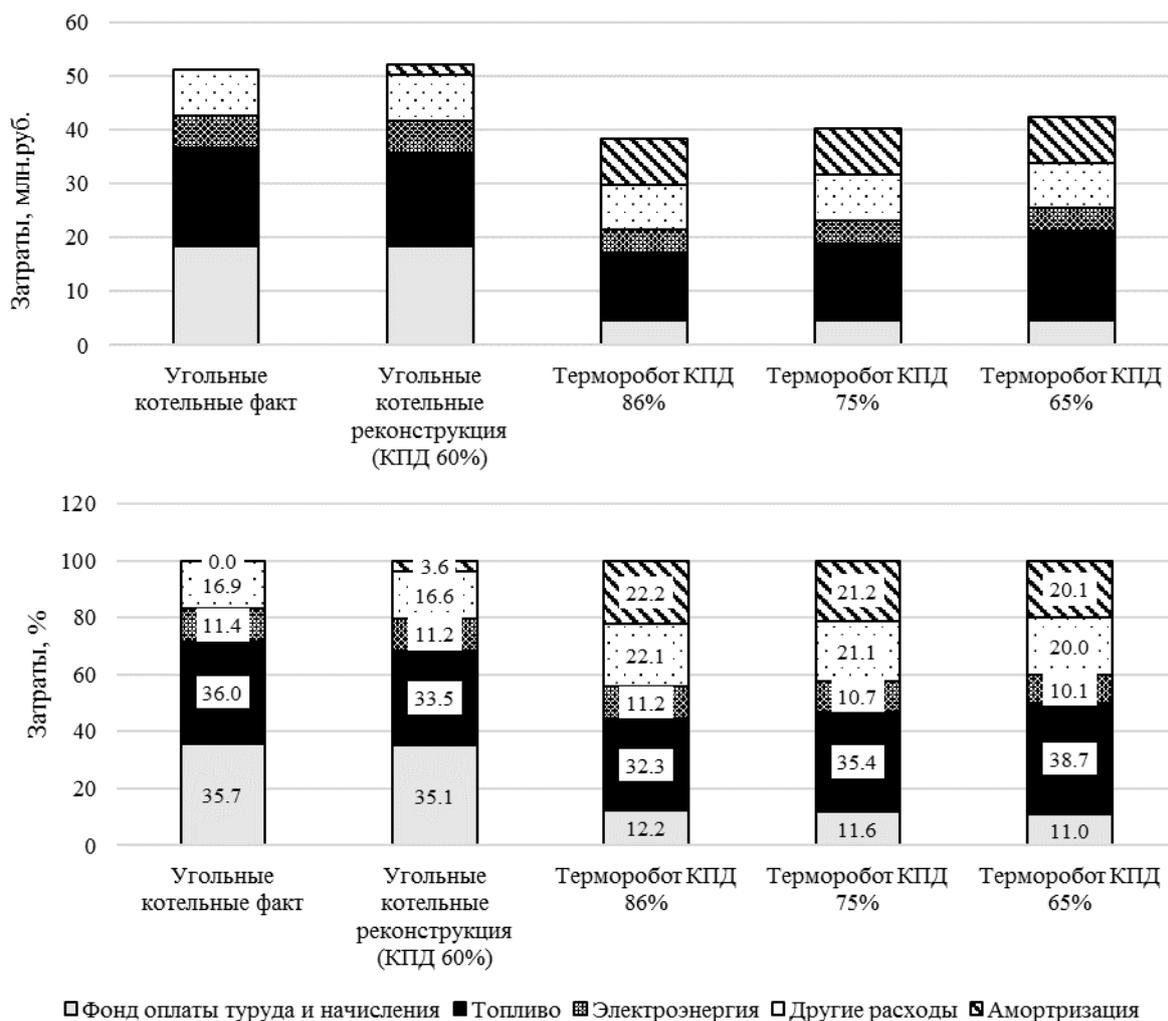


Рис. 1. Структура затрат

Структура затрат, млн.руб.

	Угольные котельные, факт	Угольные котельные, реконструкция (КПД 60%)	Терморобот КПД 86%	Терморобот КПД 75%	Терморобот КПД 65%
Фонд оплаты труда и начисления	18,3	18,3	4,7	4,7	4,7
Топливо	18,4	17,5	12,4	14,2	16,4
Электроэнергия	5,8	5,8	4,3	4,3	4,3
Другие расходы	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5
Амортизация	0,0	1,9	8,5	8,5	8,5
<b>Итого</b>	<b>51,2</b>	<b>52,1</b>	<b>38,4</b>	<b>40,3</b>	<b>42,4</b>

Полученные результаты показывают, что в целом эксплуатационные затраты при использовании «Термороботов» значительно снижаются на 18-26%. Если не учитывать амортизацию, как это делает производитель, то эффект достигает 35-43%.

Основной эффект достигается за счёт значительного сокращения фонда оплаты труда. Обслуживать котлы в данном случае не требуется, необходима только работа по дроблению угля, развозу топлива и его загрузке в бункеры котельных, а также выгрузке шлака. Количество персонала в масштабах рассмотренных систем сокращается практически в 10 раз, что влечёт за собой и соответствующее сокращение затрат. Вес затрат на ФОТ с начислениями снижается с 35% до 11%. Можно сказать, что одна из проблем – высокая доля затрат на оплату труда в мелких котельных, при использовании технологии «Терморобот» решена. Кроме этого, отсутствие влияния «человеческого фактора» на процесс горения приводит к повышению эффективности и сокращению потребления топлива. Здесь эффект менее заметный, чем с персоналом, но всё же при наиболее вероятном уровне КПД в районе 75% затраты на топливо сокращаются на 18%. Правда, при этом вес топливной составляющей остаётся на прежнем уровне, в районе 35%. При использовании «Термороботов» топливная составляющая становится главной в структуре затрат.

Кроме этого следует отметить заметное влияние амортизационных отчислений при переходе на технологию «Терморобот». По проведённым расчётам, требуемые затраты на ремонт котельных с установкой новых ручных котлов оцениваются порядка 19 млн.руб., в то время, как затраты на установку блочных котельных на базе «Термороботов» оцениваются в размере 85 млн.руб. Это приводит к тому, что в структуре годовых издержек амортизация из малозначимого фактора с весом в 3,6% превращается в достаточно серьёзный с долей до 22% от общих затрат.

В целом можно говорить, что как и характер эксплуатации, так и структура затрат при применении технологий «Терморобот» серьёзно изменяются с присутствием значительного экономического эффекта. Но учёт эксплуатационных издержек даёт взгляд на картину лишь с одной стороны. Необходимо также учитывать влияние капиталовложений, для чего произведена оценка критерия приведённых затрат. Результаты представлены на рис. 2.

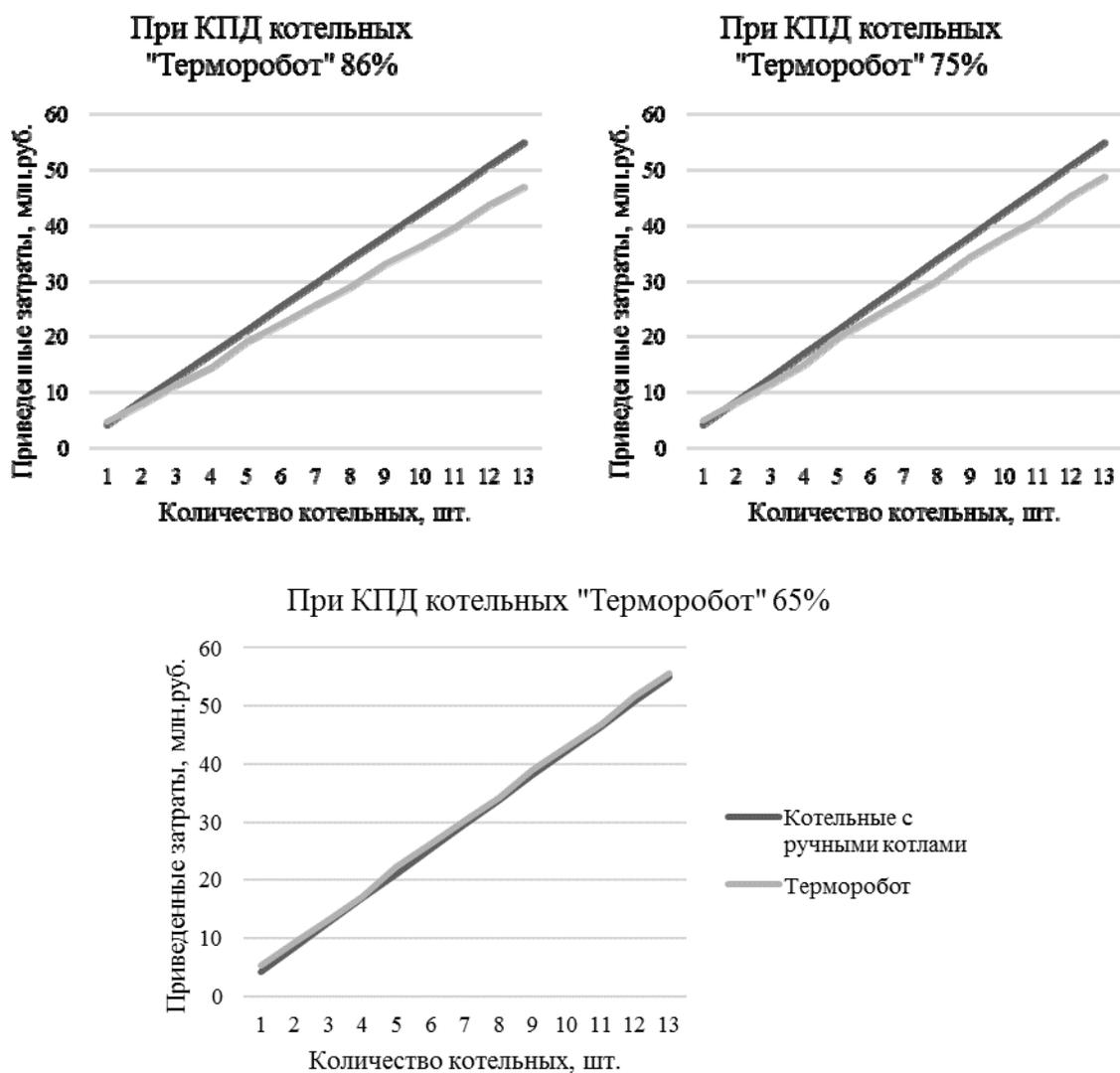


Рис. 2. Приведённые затраты при различном КПД работы котельных «Терморобот»

Из графика видно, что при условии достижения достаточно высокого КПД эффект от использования «Терморобота» начинает отмечаться уже при переводе 2 котельных. При переводе лишь одной котельной на «Терморобот» эффективность данного решения не выше традиционных технологий. Весь эффект от сокращения затрат на топливо и фонд оплаты труда «съедается» высокими капитальными затратами. Таким образом, можно утверждать, что эффект от перехода на «Терморобот» отмечается при переводе не менее 2 котельных, а наиболее выраженный – при переводе более 5 котельных. В то же время, в случае низкой реальной эффективности работы «Термороботов», хоть и более высокой, чем у ручных котлов, данная технология по приведённым затратам аналогична традиционным решениям с ручными котлами.

## Заключение

В результате выполненной работы можно сделать следующие выводы:

- проанализированы характеристики существующих теплоисточников с ручными котлами и оценены затраты на мероприятия по повышению

эффективности производства тепловой энергии с применением традиционных котлов с ручным обслуживанием;

- проанализированы и уточнены характеристики технологии «Терморобот», оценены затраты на реконструкцию котельных с переходом на данную технологию;
- результаты сравнения традиционных ручных технологий и «Термороботов» показывают преимущество «Термороботов». Эксплуатационные затраты при использовании «Термороботов» ниже на 25%, разница в приведённых затратах увеличивается при росте количества обслуживаемых котельных;
- структура себестоимости значительно изменяется – сокращаются затраты на ФОТ с 35 до 11%, увеличивается вес амортизации с 4 до 21%;
- однозначное преимущество котельных «Терморобот» перед котельными с ручными котлами отмечается при обслуживании более 5 котельных и при условии обеспечения высокого КПД (более 75%).

Данная работа – это первый взгляд на технологию «Терморобот». В дальнейшем предполагается оценить влияние на эффективность применения данной технологии расстояния между котельными, стоимости топлива, других параметров, а также провести натурные испытания с определением КПД котельных в реальных условиях эксплуатации.

## Литература

1. Автоматические угольные котлы и блочно-модульные котельные Терморобот. - URL: [www.termorobot.ru](http://www.termorobot.ru) (дата обращения 20.11.2015).
2. Протокол замера коэффициента полезного действия (КПД) котла ТР-150 (КВа-0,15 Б/К ГОСТ 30735-2001). – URL: [www.termorobot.ru/var/fck/file/kpd.pdf](http://www.termorobot.ru/var/fck/file/kpd.pdf) (дата обращения 20.11.2015).
3. Техническое описание автоматических угольных отопительных водогрейных котлов Терморобот ТР 60-200 кВт. ). – URL: [www.termorobot.ru/var/fck/file/kotel60-200.pdf](http://www.termorobot.ru/var/fck/file/kotel60-200.pdf) (дата обращения 20.11.2015).
4. Техническое описание автоматических угольных отопительных водогрейных котлов Терморобот ТР 300-600 кВт. ). – URL: [www.termorobot.ru/var/fck/file/kotel300-600.pdf](http://www.termorobot.ru/var/fck/file/kotel300-600.pdf) (дата обращения 20.11.2015).
5. Техническое описание и руководство по монтажу автоматических угольных отопительных блочно-модульных котельных Терморобот на базе котлов ТР 60-200 кВт. ). – URL: [www.termorobot.ru/var/fck/file/modul60-200.pdf](http://www.termorobot.ru/var/fck/file/modul60-200.pdf) (дата обращения 20.11.2015).
6. Техническое описание и руководство по монтажу автоматических угольных отопительных блочно-модульных котельных Терморобот на базе котлов ТР мощностью 300, 400 кВт. ). – URL: [www.termorobot.ru/var/fck/file/modul300-400.pdf](http://www.termorobot.ru/var/fck/file/modul300-400.pdf) (дата обращения 20.11.2015).
7. СНиП II-35-76. Котельные установки. – М.: Госстрой России,–1997.

## ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОЧИХ ПАРАМЕТРОВ ШАРОВОЙ БАРАБАННОЙ МЕЛЬНИЦЫ ШК-32

Ощепков В.В.

Технологические процессы измельчения угля с помощью шаровых барабанных мельниц (ШБМ) весьма энергоемки. Так, расход электрической энергии на пылеприготовление на ТЭС составляет около 25% от общего расхода электрической энергии на собственные нужды, или, что то же самое, около 2% от общей выработки электрической энергии. Поэтому оптимизация рабочих параметров ШБМ с целью снижения этих расходов актуальна.

В данной статье рассматривается метод оптимизации рабочих параметров мельницы ШК-32 с учетом среднего диаметра частиц угольной пыли.

На работу шаровой барабанной мельницы существенное влияние оказывает режим вентиляции и затраты энергии на размол угля. При малых скоростях воздуха вынос пыли из барабана уменьшается, происходит переизмельчение угля и понижение производительности мельницы. С ростом скорости потока воздуха производительность мельницы растет, но при этом растут затраты на вентиляцию вследствие роста среднего размера уносимых частиц угля [1]. Оптимальный режим работы, отвечающий минимальному суммарному расходу энергии на размол  $\mathcal{E}_p$  и пневмотранспорт  $\mathcal{E}_{ШБМ}$ , можно определить из анализа функционала, который представляет полные затраты энергии  $\mathcal{E}$  на эти процессы в зависимости от среднего диаметра частиц угля

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_p + \mathcal{E}_{ШБМ} = \frac{N_p(\bar{d})}{B} + \frac{N_{ШБМ}(\bar{d})}{B} = \Phi(\bar{d}), \quad (1)$$

где  $N_p$  – мощность, затрачиваемая на размол угля в ШБМ;  $N_{ШБМ}$  – мощность, затрачиваемая мельничным вентилятором на продувку пыли;  $\bar{d}$  – средний размер угольной частицы после размола;  $B$  – производительность мельницы по сухой пыли после ШБМ.

По экспериментальным данным мощности  $N_{\delta}$ , потребляемой на вращение барабана [2], можно найти мощность  $N_p$  по уравнению из [3]

$$N_p = N_{\delta} - Q_{мех} - N_{\delta 0}, \quad (2)$$

где  $Q_{мех} = 0,7N_{\delta}$  – тепло, выделяющееся в результате работы мелющих органов;  $N_{\delta 0}$  – мощность на вращения пустого барабана (без мелющих элементов).

Мощность, затрачиваемую на пневмотранспорт угольной пыли через ШБМ, так же можно вычислить по экспериментально измеренным данным по формуле из [3]

$$N_{ШБМ}(\bar{d}) = B \frac{\mu + 1}{\mu} \frac{\Delta p_{ШБМ}(\bar{d})}{\rho_{см} \eta_{МВ}}, \quad (3)$$

где  $\mu = B/G_e$  – массовая расходная концентрация пыли;  $G_e$  – расход воздуха после сушки топлива в ШБМ [2];  $\Delta p_{ШБМ}$  – перепад давления в ШБМ [2];  $\rho_{см} = \alpha \rho_n + (1 - \alpha) \rho_e$  – плотность смеси воздуха и пыли;  $\alpha$  – объемная доля частиц в воздухе;  $\rho_n$  – плотность угольной пыли;  $\rho_e$  – плотность воздуха.

Таким образом, можно найти экспериментальную зависимость полного удельного расхода электроэнергии на пылеприготовление от среднего диаметра частиц угля.

Данная зависимость представлена на рис. 1.

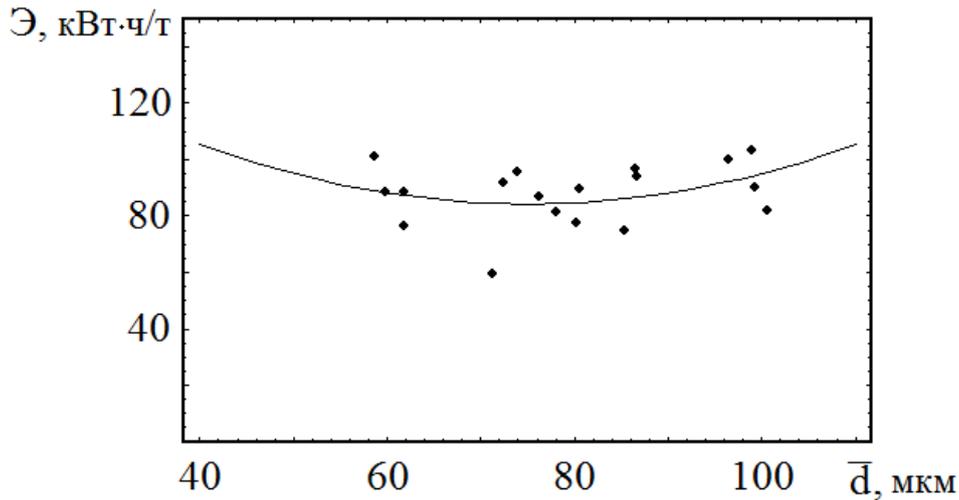


Рис. 1. Экспериментальная зависимость полного удельного расхода электроэнергии на пылеприготовление от среднего диаметра частиц угля

Как видно из рис. 1 имеется минимум энергозатрат при определенном диаметре частиц. Далее рассмотрим пути его теоретического снижения.

Теоретическая мощность вращения барабана  $N_{\bar{o}}^T$  определяется по формуле из [3]

$$N_{\bar{o}}^T = \frac{1,1}{\eta_{\bar{o}}} (0,127 D^3 L n_{\bar{o}} \gamma \psi_{\bar{o}} + 1,86 D L n_{\bar{o}} S_{\bar{o}}), \quad (4)$$

где  $\eta_{\bar{o}}$  – КПД привода;  $D$  – эквивалентный диаметр мельницы;  $L$  – длина мельницы;  $n_{\bar{o}}$  – скорость вращения барабана;  $\gamma$  – насыпной удельный вес шаров;  $\psi_{\bar{o}}$  – степень заполнения ШБМ шарами;  $S_{\bar{o}}$  – толщина стенки барабана.

Теоретическая мощность размола  $N_p^T$  с учетом выражений (2) и (4) принимает вид:

$$N_p^T = N_{\bar{o}}^T - Q_{\text{мех}}^T - N_{\bar{o}0}. \quad (5)$$

Чтобы получить функционал, необходимо найти связь мощности  $N_p^T$  со средним диаметром частиц угольной пыли.

Полезная мощность размола идет на образование новых поверхностей пыли в результате удара (трением пренебрегаем) [4]

$$N_{\text{нов}} = \frac{B \sigma^2}{2 E \rho_n} \sum_{i=0}^n \varphi^i, \quad (6)$$

где  $\sigma$  – предел прочности на сжатие частицы угля;  $E$  – модуль упругости материала (модуль Юнга);  $n = \frac{3}{\ln 2} \ln \left( \frac{d_0}{\bar{d}} \right)$  – число этапов измельчения от начального диаметра  $d_0$  до конечного  $\bar{d}$ ;  $\varphi = 0,98$  – доля энергии, приходящаяся на измельчение ударом.

Приняв число  $n = 5-30$ , можно аппроксимировать сумму в формуле (6).

Данная аппроксимация представлена на рис. 2 и имеет следующий функциональный вид:

$$\varphi(\bar{d}) = -1,463 + 2,294 \left( \frac{d_0}{\bar{d}} \right)^{0,7}.$$

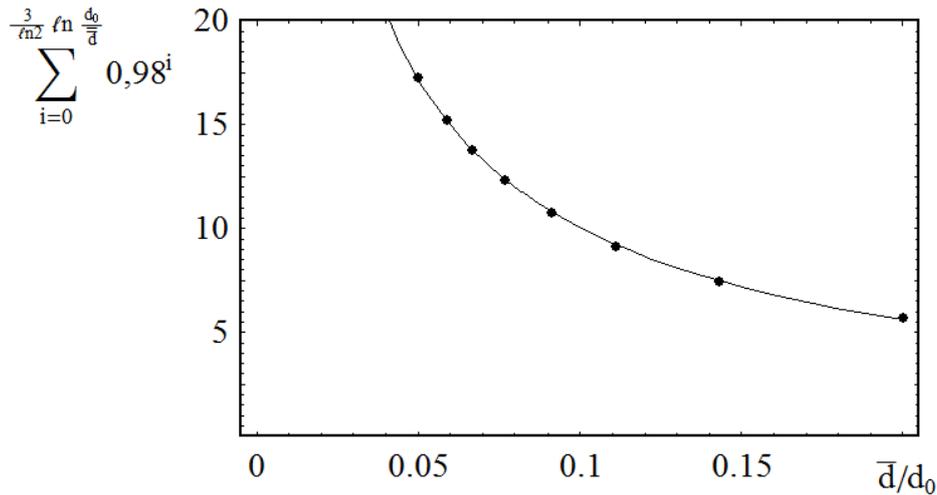


Рис 2. Аппроксимация ступенчатой функции в (6) непрерывной зависимостью

Коэффициент полезного действия процесса размола, учитывая уравнения (5) и (6), можно записать так:

$$\eta_p = \frac{N_{nos}}{N_p^T} \approx 0,0015. \quad (7)$$

Теоретическая мощность, которая расходуется на размол, в зависимости от среднего диаметра частиц пыли с учетом выражений (6) и (7) равна

$$N_p(\bar{d}) = \frac{B\sigma^2}{2E\rho_n\eta_p} \sum_{i=0}^3 \frac{\ln\left(\frac{d_0}{d}\right)}{\ln 2} \varphi^i. \quad (8)$$

Теоретическую мощность, затрачиваемую на пневмотранспорт угольной пыли через ШБМ, можно найти из теоретического перепада давления на ШБМ  $\Delta p_{ШБМ}^T$

$$N_{ШБМ}^T(\bar{d}) = B \frac{\mu + 1}{\mu} \frac{\Delta p_{ШБМ}^T(\bar{d})}{\rho_{см} \eta_{МВ}}. \quad (9)$$

Перепад давлений в мельнице состоит из двух частей: перепада давления  $\Delta p_f$  при транспорте смеси пыли и воздуха и перепада давления  $\Delta p_{inj}$  при инжекции измельченных частиц в основной поток

$$\Delta p_{ШБМ}^T(\bar{d}) = \Delta p_{mp}(\bar{d}) + \Delta p_{инж}(\bar{d}). \quad (10)$$

В [5] получены критериальные уравнения для этих составляющих перепада давлений в ШБМ. В несколько модернизированном виде перепад давлений, связанный с транспортом газозвеси, равен

$$\Delta p_{mp}(\bar{d}) = \beta(\mu) \xi_\epsilon \frac{L}{D} \frac{\rho_\epsilon w_\epsilon^2(\bar{d})}{2}, \quad (11)$$

где  $\beta(\mu) = \left( \frac{1 + 5,5\mu \frac{\rho_\epsilon}{\rho_n}}{1 + \mu} \right)^{2,85}$ ;  $\xi_\epsilon = \frac{5,072 \cdot 10^{17}}{\text{Re}_\epsilon^{2,85}}$  – коэффициент аэродинамического со-

противления;  $L$  – длина мельницы;  $D$  – эквивалентный диаметр мельницы;  $w_\epsilon = \frac{4G_\epsilon(\bar{d})}{\pi D^2 \rho_\epsilon}$  – скорость воздуха;  $\text{Re}_\epsilon = \frac{4G_\epsilon(\bar{d})}{\pi D \eta_\epsilon}$  – число Рейнольдса;  $\eta_\epsilon$  – динамическая вязкость воздуха.

Потери давления на инжекцию измельченных частиц в основной поток в [5] функционально были связаны со средним квадратом скорости витания частиц угля, но эта скорость зависит от диаметра частиц. Поэтому получена новая формула для потерь давления на инжекцию частиц в поток в зависимости от среднего диаметра полидисперсной угольной пыли на выходе из сепаратора

$$\Delta p_{инж}(\bar{d}) = 0,12(1 + \mu)\bar{d}^{1,8} \frac{\rho_g w_g^2}{2}, \quad (12)$$

где  $\bar{d}$  подставляется в мкм.

Подставляя (11), (12) в (10), а затем в (9) и учитывая (8), получаем функционал для минимизации энергозатрат на размол и пневмотранспорт газозвеси в ШБМ

$$\Phi(\bar{d}) = \frac{\sigma^2}{2E\rho_n\eta_p} \varphi(\bar{d}) + \frac{1}{\mu\eta_{MB}} \left[ \beta(\mu)\xi_g \frac{L}{D} + 0,12(1 + \mu)\bar{d}^{1,8} \right] \frac{w_g^2}{2}.$$

На рис. 3 представлены экспериментальная зависимость полного удельного расхода электроэнергии на пылеприготовление  $\mathcal{E}$  и теоретического функционала  $\Phi$  от среднего диаметра частиц угля.

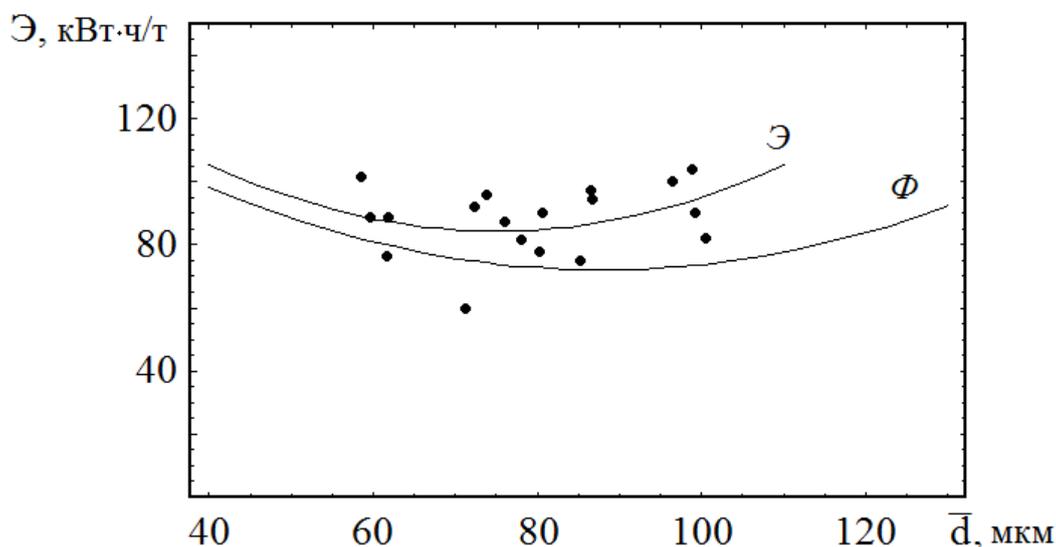


Рис. 3. Зависимость функционала от среднего диаметра частиц угля

Оптимальное значение среднего диаметра по экспериментальным точкам равно 76,8 мкм, а по теоретическому расчету 90,7 мкм. Разница в энергозатратах между теоретическим и экспериментальным расчетами составляет порядка 20%.

В эксперименте [2] мощность  $N_{oi}^{\mathcal{E}}$ , потребляемая на вращение барабана, изменялась в диапазоне от 720 до 950 кВт в зависимости от степени заполнения ШБМ шарами  $\psi_{bi} = 0,191; 0,231; 0,263; 0,3; 0,318$ , при этом  $\psi_{b\text{ опт}} \approx 0,2$  для данного типа брони. Теоретическая мощность, рассчитанная по уравнению (5), равна 660 кВт. Имеется два фактора, которые влияют на увеличения энергозатрат на размол топлива:

- влияние степени заполнения ШБМ шарами;
- мощность на вращение барабана, измеренная в эксперименте, больше мощности, рассчитанной по уравнению во всех измерениях,  $N_{oi}^{\mathcal{E}}(\psi_{bi}) > N_{oi}^T$ .

Сформулируем основные результаты:

- получен функционал для минимизации энергозатрат на размол угля и пневмотранспорта в ШБМ ШК-32;
- предварительные оценки показывают, что теоретически рассчитанные энергозатраты ниже экспериментальных энергозатрат на 20%.

## Литература

1. Левит Г.Т. Пылеприготовление на тепловых электростанциях. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 384 с.
2. Елизаров В.В., Сеннов В.С. И. Отчет по тепловым испытаниям котла ТП-81 и пылесистемы 5А Иркутской ТЭЦ 9. – Иркутск: РЭУ «Иркутскэнерго», 1970. – 234 с.
3. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы) / Под общей редакцией Соколова Н.В., Киссельгофа М.Л. ОНТИ ЦКТИ, 1971. – 312 с.
4. Dr. Yu. Guangbin, М.М. Кузнецова, М.Б. Мараховская, А.А. Алексина Определение энергозатрат на измельчение твердых материалов // Журнал технической физики. – 2015. – Т. 86. – № 6. – С. 145-147.
5. Иванов С.Д., Кудряшов А.Н., Ощепков В.В. Математическая модель аэродинамического сопротивления шаровой барабанной мельницы при транспорте угольной газозвеси // Материалы IX Всероссийская конференция с международным участием «Горение топлива: теория, эксперимент, приложения» – 2015. – С. 106-110.

## **ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ВЗРЫВНОГО ВСКИПАНИЯ НА СКОРОСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ФРОНТА ИСПАРЕНИЯ**

А.С. Сафаров

### **Введение**

Процесс нестационарного нагрева жидкости имеет особенности, изучение которых требуется как для решения практических задач, так и для построения теоретической модели кипения. Практические задачи связаны с необходимостью разработки способов охлаждения всевозможных устройств с большим удельным тепловыделением. Предельные значения тепловых потоков через поверхности теплообменных устройств связаны с возникновением пленочного режима кипения и кризиса теплоотдачи. Процессы быстрого пристеночного нагрева жидкости различаются многообразием форм перехода зарождающихся одиночных микропузырьков к обширным пристенным паровым полостям, характеризующим пленочный режим кипения. Такое многообразие обусловлено хаотичностью процесса и огромным количеством начальных параметров, которые сильно влияют на вид процесса. Для построения теоретических моделей кипения важной задачей является наработка детальной информации о протекании микромасштабных процессов, связанных с образованием межфазной границы и ее эволюцией.

В работе [1] проведены исследования на горизонтальной цилиндрической поверхности во фреоне-21 и установлено, что существенное изменение шероховатости поверхности не приводит к заметным изменениям скорости распространения фронта испарения. Также в данной работе показано, что при заданных перегревах теплоотдающей поверхности скорость самоподдерживающегося фронта испарения одна и та же, как для условий ускоряющегося фронта при быстром росте температуры нагревателя, так и для условий распространения фронта с постоянной средней скоростью при фиксированном перегреве стенки. Эксперименты, проведенные также во фреоне-21, но в условиях микрогравитации в работе [2] показали отсутствие заметного влияния величины гравитации на скорость распространения фронта испарения. На данный момент отсутствует полная картина влияния режимных условий на скорость распространения фронта кипения.

Целью данной работы является экспериментальное изучение фронта испарения в этаноле при импульсном тепловыделении в условиях вынужденного движения для разных темпов разогрева поверхности нагревателя и разных температур недогрева.

### **Установка**

Схема экспериментальной установки показана на рис.1. Опыты по набросу мощности в тепловыделяющем канале с вынужденным движением этанола проводились на специально изготовленном проточном канале 1. Канал квадратный в сечении со стороной 18 мм с центральной тепловыделяющей трубкой из нержавеющей стали 3, диаметром 12 мм, и длиной 100 мм. Канал имеет оптически прозрачные окна и оснащен датчиками измерения температуры, давления и расхода. Средства установки «Высокотемпературный контур» позволяют подвести к нагревателю до 300 кВт

электрической мощности. Канал подключен к экспериментальной установке для исследования переходных процессов при кипении. Установка представляет собой замкнутый контур с внутренним объемом жидкости 5 литров. Контур включает в себя: канал с нагревателем, насос 4, охладитель 7, дополнительный нагреватель 9 с системой автоматического поддержания заданной начальной температуры. Насос 4 позволяет получить в канале скорость жидкости до 2 м/с. Избыточное давление создается компрессором.

В работе использована схема освещения, на основе 2 светодиодов СВТ-120 мощностью 77 Вт. Благодаря относительно малой площади излучающей поверхности ( $12 \text{ мм}^2$ ) свет от данного светодиода легко фокусируется на небольшую площадь нагревателя. Съемка производилась на видеокамеру "ВидеоСпринт" 2 с частотой 5000 кадров в секунду и экспозицией 50 мкс. Для последующей обработки видео фрагментов было использовано программное обеспечение ImageJ. Данная программа позволяет значительно автоматизировать процесс обработки результатов. Скорости возникающих фронтов испарения измерялись вдоль нагревателя по данным скоростной видеосъемки. Регистрировались скорости в направлении движения жидкости и отдельно против движения. Так как фронт испарения движется неравномерно и наблюдаются значительные пульсации, к ряду последовательно измеренных скоростей применялся фильтр скользящее среднее по 3 значениям.

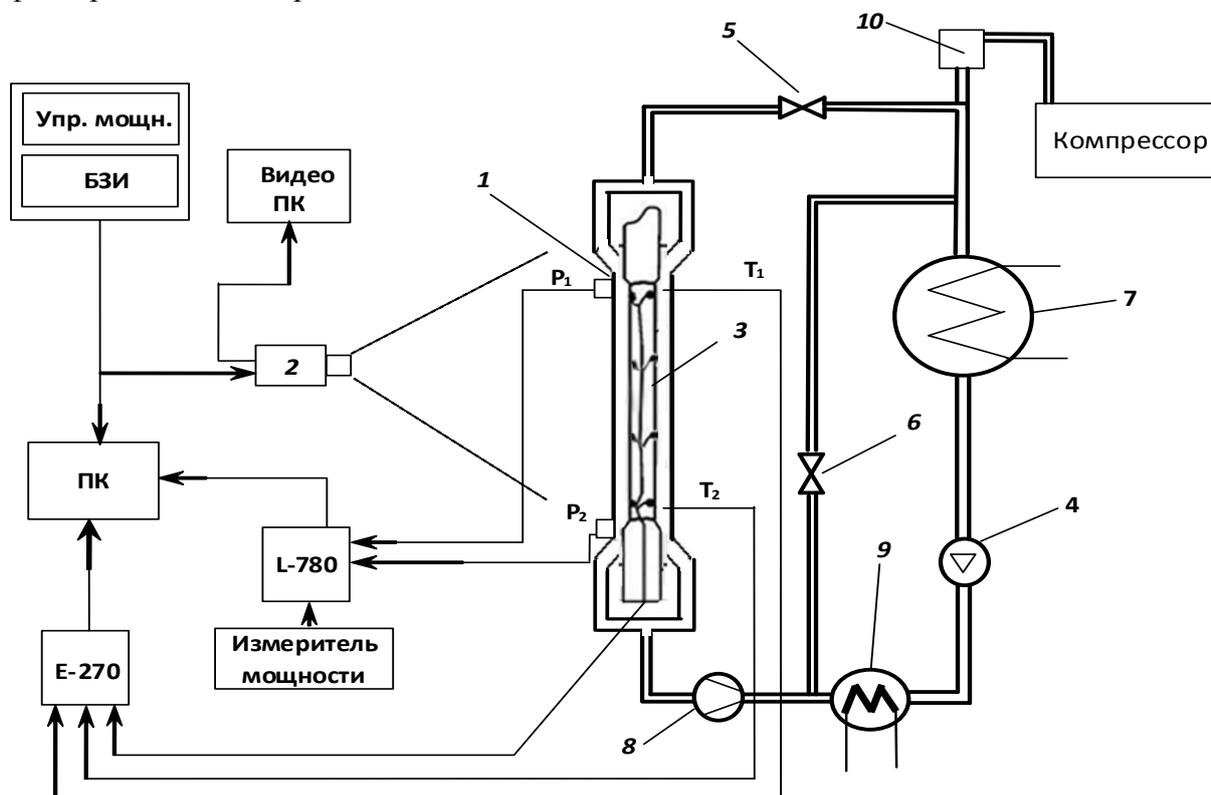


Рис. 1. Схема экспериментальной установки:

1 – рабочий участок с оптически прозрачными окнами; 2 – скоростная видеокамера; 3 – нагревательная трубка; 4 – насос; 5 – вентиль; 6 – вентиль байпаса; 7 – охладитель; 8 – расходомер ТДР; 9 – нагревательный элемент; 10 – расширительный бачок; L-780, E-270 – АЦП.

Мгновенная температура поверхности нагревателя во время распространения фронта определялась из условия линейного роста во время нагрева. Для этого измерялась максимальная температура после отключения нагрева. Такой подход справедлив при высоких скоростях прогрева рабочего участка.

Эксперименты проводились при абсолютном давлении 0.3 МПа при начальных температурах 68°C и 78°C, что соответствует 41°C и 31°C недогрева до температуры насыщения. В серии экспериментов в широком диапазоне изменялась скорость движения жидкости (от 0 до 1.5 м/с) и темп разогрева (от 1500°C до 5500°C).

Нагрев рабочего участка производился пульсирующим током большой величины импульсами длительностью от 20 мс до 60 мс. Варьируя мощность и длительность импульса можно менять темп разогрева рабочего участка контролируя максимальную температуру нагревателя во время эксперимента.

### Анализ полученных результатов

Характерный вид процесса показан на рис.2. Первоначально происходит повышение температуры поверхности нагревателя без образования пара. Перегрев достигает величины более 30°C и в центрах активации начинают появляться сферические пузыри. Так как этанол в объеме недогрет до температуры насыщения, рост пузыря замедляется. От пузыря равномерно во все стороны по поверхности нагревателя начитает распространяться фронт вскипания. Граница фронта не ровная, на передней границе различимы мелкомасштабные возмущения. При повышении температуры перегрева возмущения значительно усиливаются. Фронт постепенно увеличивает свою скорость, и далее вся поверхность нагревателя покрывается пленкой пара.

В воде в отличии от этанола плотность центров активации при нагреве намного больше и в результате добиться фронтов намного сложнее.

Всего в результате серии экспериментов было получено более 4000 измерений скорости фронта. Погрешность определения скорости составила не более 0.3 м/с на одно измерение.

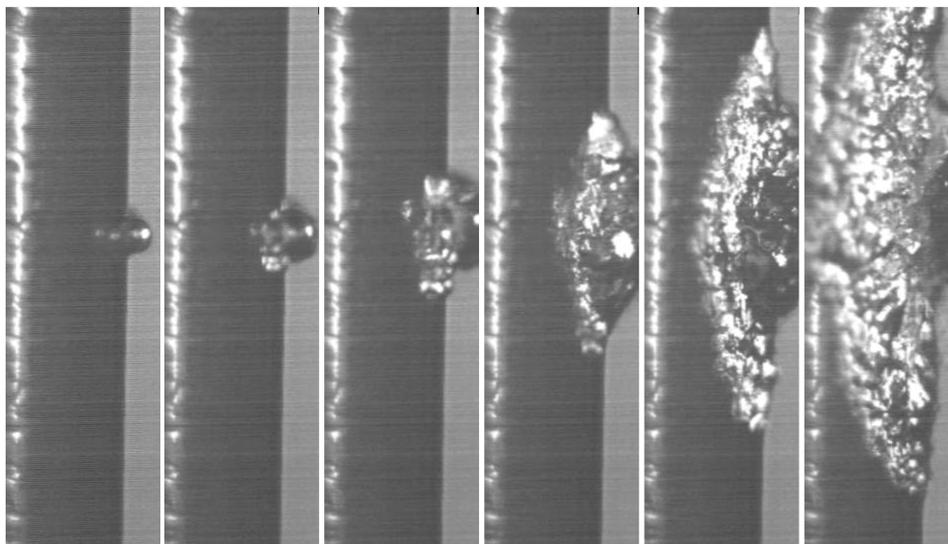


Рис. 2. Распространение парового фронта в этаноле. Межкадровый период 1 мс, экспозиция 50 мкс

На рис.3 представлены зависимости скорости распространения фронта от температуры нагревателя при различных скоростях вынужденного движения этанола. Видно, что изменение скорости от 0.6 м/с до 1.3 м/с не оказывает существенного влияния на скорость распространения фронта. Это можно объяснить тем, что фронт испарения распространяется в очень тонком пристенном перегретом слое, в пределах которого вынужденное движение потока жидкости несущественно.

Также не замечено существенной разницы в скорости, при распространении фронта в направлении вынужденного движения и в обратном при скоростях жидкости

более 1 м/с, в то время как на малых скоростях потока (0.2 м/с, 0.4 м/с) происходит небольшое снижение скорости фронта в направлении против потока в сравнении с фронтом, движущимся по потоку.

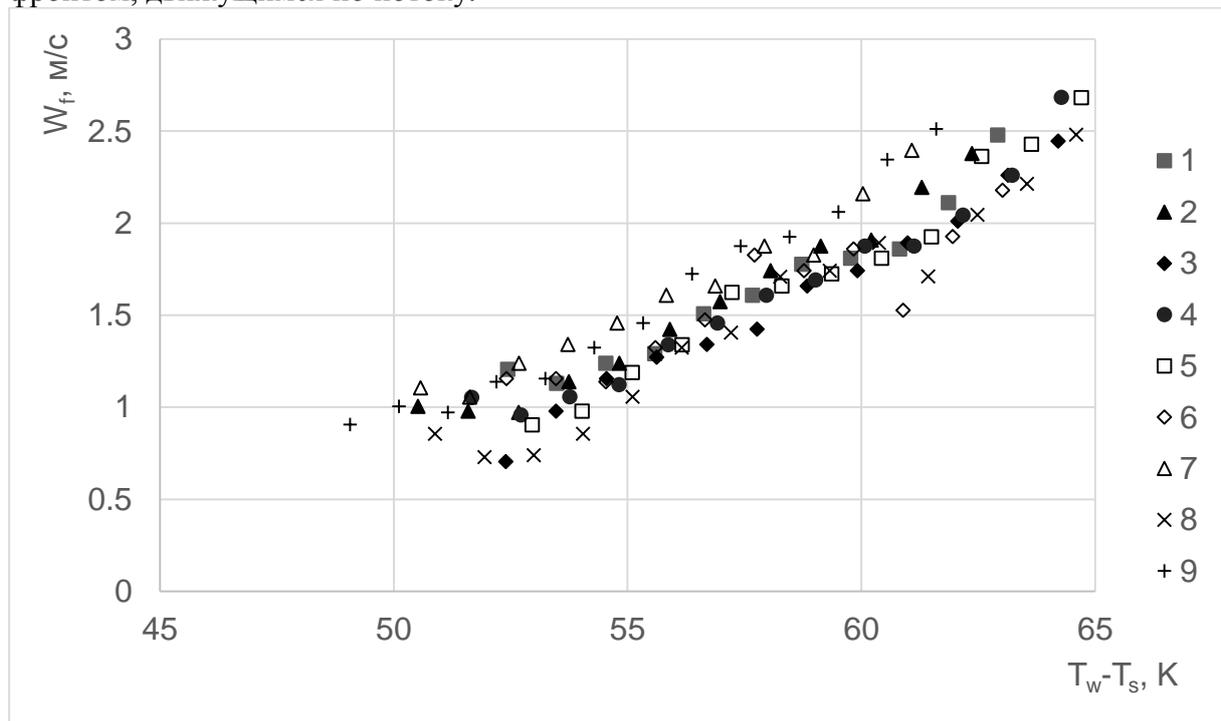


Рис. 3. Скорость фронта при различных скоростях вынужденного движения. (1-4)  $U_1=1.3$  м/с, (5-7)  $U_1=0.9$  м/с, (8-9)  $U_1=0.6$  м/с, темп разогрева 5300 К/с

Влияние температуры недогрева можно иллюстрировать следующим рис.4. Несмотря на то, что первичный пузырек образуется при более высокой начальной температуре ускорение фронта от перегрева существенно выше для низких начальных температур.

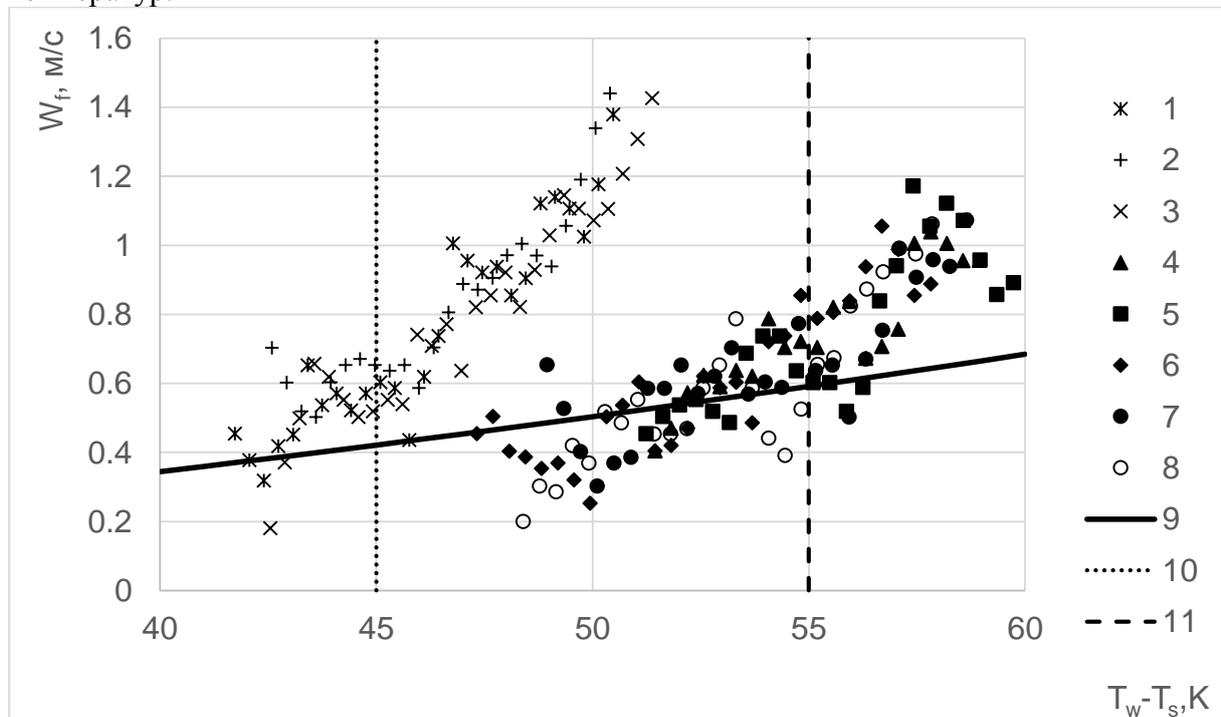


Рис. 4. Влияние температуры недогрева на скорость фронта. (1-3)  $\Delta T_{\text{sub}}=41^\circ\text{C}$ , (4-8)  $\Delta T_{\text{sub}}=31^\circ\text{C}$ , (9) расчет,  $U_1=0$  м/с, темп разогрева 1800 К/с

Во всех экспериментах замечено увеличение скорости распространения фронта испарения от температуры стенки нагревателя при увеличении темпа разогрева. Рис.5.

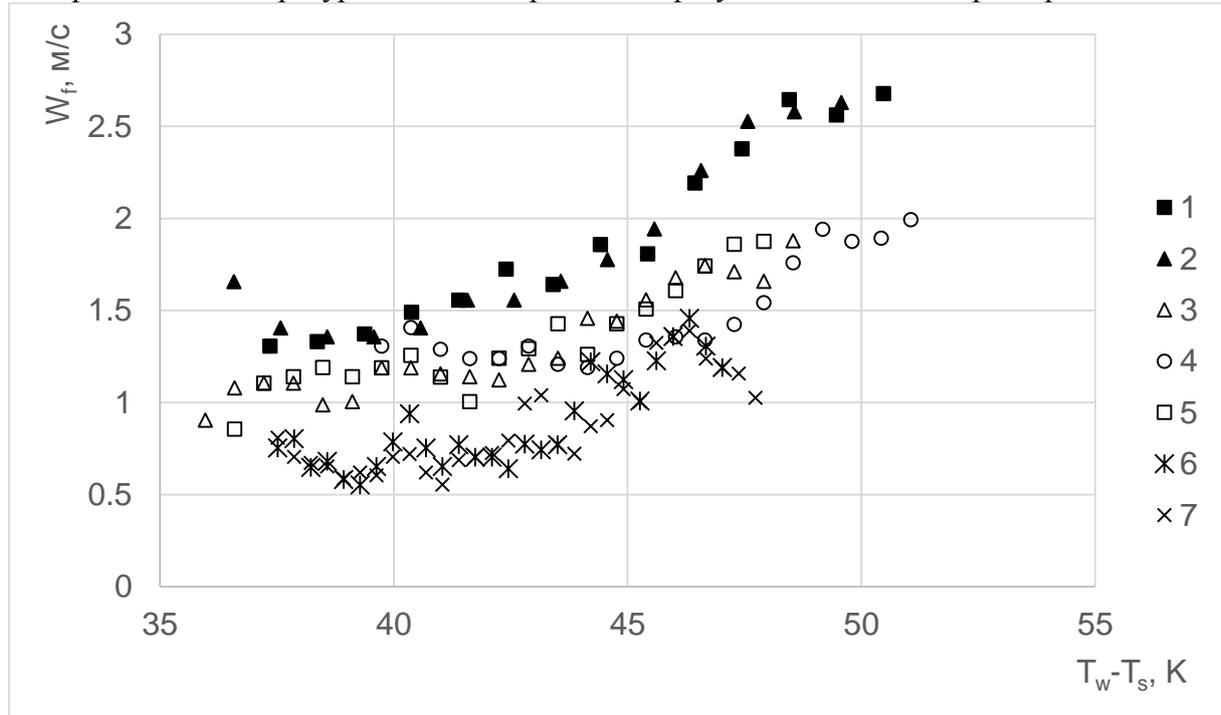


Рис. 5. Влияние темпа разогрева на скорость фронта испарения. Темп разогрева (1-2) 5000 K/c, (3-5) 3200 K/c, (6-7) 1700 K/c,  $U_1=0.6\text{ м/с}$ ,  $\Delta T_{\text{sub}}=41^\circ\text{C}$

Такое поведение фронта можно связать с достижением больших температурных напоров при высоких скоростях нагрева и как следствие большей неустойчивости.

Зависимость 9 на рис.4. соответствует расчету по формуле (1) из [3].

$$W_f = \frac{4 (T_w - \tilde{T}_s)^2 \lambda' c' \rho'}{\pi \delta_{\text{therm}} \tilde{r}^2 (\tilde{\rho}'')^2}, \quad (1)$$

где  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности,  $c$  – удельная теплоемкость,  $\tilde{r}$  – скрытая теплота парообразования,  $\delta_{\text{therm}}$  – толщина теплового слоя, которая может быть оценена по формуле (2).

$$\delta_{\text{therm}} = 2.3 \sqrt{a' \tau}, \quad (2)$$

где  $a'$  – температуропроводность жидкости,  $\tau$  – время.

Формула (1) дает удовлетворительную оценку скорости фронта до некоторой температуры (линии 10, 11 рис.4.). В основе этой модели лежит предположение о конвективном механизме передачи тепла к невозмущенной межфазной границе фронта с его поперечным масштабом равным толщине нарастающего теплового слоя. Выше определенной температуры происходит резкое увеличение роста скорости, и далее данная модель не работает. Авторы [1] и [2] наличие порога связывают с потерей устойчивости межфазной поверхности по отношению к гидродинамическим возмущениям. Это происходит при плотностях теплового потока превышающих предельный, который можно определить по формуле (3).

$$q_{L.\text{inst.}} = \sqrt{2} \tilde{r} \left( \frac{\tilde{\sigma} g}{\rho' - \tilde{\rho}''} \right)^{\frac{1}{4}} (\rho' \tilde{\rho}'')^{\frac{1}{2}}, \quad (3)$$

где  $\tilde{\sigma}$  – коэффициент поверхностного натяжения.

При таких высоких плотностях теплового потока вид фронта меняется, граница становится неровной и покрыта мелкомасштабными возмущениями. Именно эти возмущения связываются с ускорением фронта испарения.

## Литература

1. Pavlenko A. N., Tairov E. A., Zhukov V. E., Levin A. A., M. I. Moiseev. Dynamics of transient processes at liquid boiling-up in the conditions of free convection and forced flow in a channel under nonstationary heat release// Journal of Engineering Thermophysics. – 2014. – V. 23. – № 3. – pp 173–193.
2. Жуков В.Е., Кузнецов Д.В., Моисеев М.И., Барташевич М.В. Динамика распространения самоподдерживающегося фронта испарения в условиях нормальной и микро-гравитации// Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. – 2013. – №1(12). – С. 329–335.
3. Павленко А.Н. Лель В.В. Приближенная расчетная модель самоподдерживающегося фронта испарения// Теплофизика и аэромеханика, – 1999. – Т. 6. – № 1. – С. 111–124.

Межотраслевые,  
региональные и  
экологические проблемы  
развития энергетического  
комплекса

## **МЕТОДИКА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ВЫБОРЕ РАЙОНОВ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ВЭС С УЧЁТОМ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ В ОТНОШЕНИИ КРИТЕРИАЛЬНЫХ ОЦЕНОК**

А.Ю. Артемьев

В работе сформулирована задача выбора наиболее перспективных районов для размещения ветроэлектростанций (ВЭС) и обозначена необходимость решения данной задачи методами многокритериального анализа. Для решения был выбран метод МАУТ (Multi-attribute utility theory), однако с учётом специфики задачи данный метод был модернизирован автором. Апробация и сравнение результатов анализа модернизированного метода с выбором района по одному критерию была проведена на примере северных территорий республики Саха (Якутия).

Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года [1] и территориальной схеме планирования Российской Федерации в области электроэнергетики [2] планируется строительство ВЭС суммарной мощностью более чем 7 260 МВт. Однако стоит вопрос о выборе наиболее перспективных районов для размещения ветроэнергетических установок (ВЭУ). При решении задачи выбора района для размещения ВЭС должен учитываться не только один критерий экономической эффективности, но и ряд других влияющих факторов, таких как экологическая, социальная эффективность проекта, надёжность и др. [3]. Поэтому при решении данной задачи необходимо использовать методы многокритериального анализа. Метод МАУТ является одним из наиболее перспективных методов для многокритериального принятия решений по размещению энергетических объектов [3]. Метод был выбран для решения задачи оценки района для размещения ВЭС, так как имеет следующие преимущества [4–6]:

- аксиоматическое обоснование;
- применимость в условиях неопределённости или нечёткой исходной информации;
- детальная проработка диалоговых процедур;
- широчайшая апробация на задачах принятия решений в области энергетики;
- возможность проведения анализа большого количества альтернатив.
- возможность не только ранжировать районы по перспективности, но и дать каждой альтернативе количественную оценку для выявления степени превосходства.
- возможность оценки вновь вводимых альтернатив, при условии, что их критериальные оценки не выходят за диапазон изменения оценок уже рассмотренных альтернатив.

Для повышения уровня формализации и качества принимаемых решений по проблемам размещения ВЭС предлагается совершенствование методического обеспечения анализа эффективности применения ветроэнергетических установок [7]. Основу разработанной автором методики многокритериального выбора района для размещения ВЭС с учётом неопределённости лица, принимающего решения (ЛПР) в отношении критериальных оценок составляет метод МАУТ. Для учета трудностей, связанных с переработкой информации при решении многокритериальных задач [8, 9], автор модифицировал метод, позволив тем самым учитывать неопределённость ЛПР, в отношении критериальных оценок.

Так, исследователь часто может определить основные критерии, установить связи между ними, т.е. построить модель, адекватно отражающую предпочтения, но задание

точных функций ценностей для ЛПП в многокритериальных задачах, как правило, представляет затруднения. Поэтому в модифицированной методике предлагается дать возможность ЛПП задавать не точные оценки, а интервалы оценок.

На рис. 1. представлены основные этапы МАУТ, серым цветом показаны дополнительные процедуры, которые получены автором при модификации метода.



Рис. 1. Методика принятия решений на основе метода МАУТ с учётом неопределённости ЛПП в отношении критериальных оценок

На первом этапе после формирования иерархии целей и критериев [3], необходимо проверить выполнение для ЛПП условий-аксиом МАУТ [3–6]. При выполнении условий взаимной независимости по полезности можно получить многокритериальную функцию полезности  $U(y)$  в аддитивном (1) или мультипликативном (2) виде [3]:

$$U(y) = U(y_1, y_2, \dots, y_n) = \sum_{i=1}^n k_i U_i(y_i) \quad (1)$$

$$kU(y) + 1 = kU(y_1, y_2, \dots, y_n) + 1 = \prod_{i=1}^n [k_i U_i(y_i) + 1] \quad (2)$$

где  $U_i(y_i)$  – однокритериальная функция полезности;  $y_i$  – исход (оценка) альтернативы по критерию  $i$ ;  $k, k_i$  – шкалирующие коэффициенты;  $i \geq 1$ .

Если рассматривается выбор в условиях определенности, функцию полезности  $U(y)$  называют функцией ценности  $v(y)$  [3, 6]. Выполнение условия взаимной независимости критериев по предпочтению позволяет получить многокритериальную функцию ценности в аддитивном виде [3]:

$$v(y) = v(y_1, y_2, \dots, y_n) = \sum_{i=1}^n k_i v_i(y_i), \quad (3)$$

где  $v_i(y_i)$  – однокритериальная функция ценности.

Для получения многокритериальной функции необходимо определить значения шкалирующих коэффициентов, а также однокритериальные функции полезности (ценности).

В случае невыполнения условий независимости анализ может существенно усложниться. Если аксиомы независимости по предпочтению или полезности не выполняются, то рекомендуется перегруппировать или агрегировать зависимые критерии и заново решить задачу, либо воспользоваться каким-либо из способов компенсации, позволяющим уравновесить полезности вариантов по частным критериям [3].

Перейдем к рассмотрению этапа 2. На рис. 2а представлен общий вид функции ценности. Для ее построения проводится опрос ЛПР. Первоначально известны две точки функции:  $y_i^0 = 0$  и  $y_i^* = 1$ . Для определения промежуточных точек ЛПР задаётся вопрос: «Определите такую оценку по критерию  $y_i^n$ , что переходы от  $y_i^0$  до  $y_i^n$  и от  $y_i^n$  до  $y_i^*$  равнозначны по ценности». Определенная ЛПР оценка  $y_i^n$  имеет ценность 0,5. Аналогичным образом определяются оценки по критериям с ценностью 0,25 и 0,75. При необходимости могут быть определены дополнительные точки функции ценности.

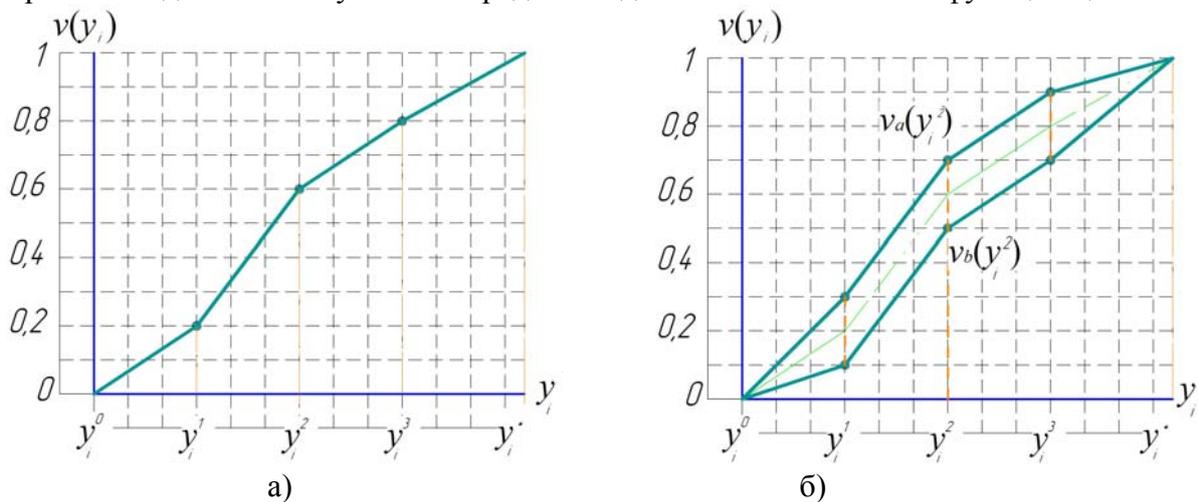


Рис. 2. Пример построения функции ценности: а) классический метод построения, б) модифицированный метод с учётом неопределенности ЛПР

Поскольку ЛПР может испытывать трудности в отождествлении данных по критерию с точными оценками шкалы функции ценности предлагается дать возможность обозначить границы оценок – естественное решение для отражения колебаний в определении ценности значений критерия для ЛПР. Например, на рис.2б для значения  $i$ -го критерия  $y_i^2$  ЛПР определил две возможные ценности  $v_a(y_i^2)$  и  $v_b(y_i^2)$ , в результате сформировав интервал:  $[v_a(y_i^2), v_b(y_i^2)]$ . Границы оценок можно установить для каждого критерия индивидуальными. На рис. 2б линии излома границ располагается вертикально – в соответствии с ходом рассуждений ЛПР – когда сначала ему задаётся значение критерия, который он пытается оценить по шкале ценности. Таким образом, в дальнейших процедурах каждая оценка по критерию будет оцениваться не конкретной ценностью, а интервалом.

На третьем этапе такие интервалы разбиваются на множество оценок с формированием группы однокритериальных функций ценности (рис. 3).

На четвёртом этапе определяются шкалирующие коэффициенты [3–6]. Особенностью этого этапа является то, что после определения равноценных альтернатив [3], из-за интервально заданных оценок ценности альтернатив, шкалирующие коэффициенты также будут определяться в некотором интервале. При  $k$  критериях и  $n$  оценках разбиения интервалов формируется  $k^n$  вариантов шкалирующих коэффициентов.

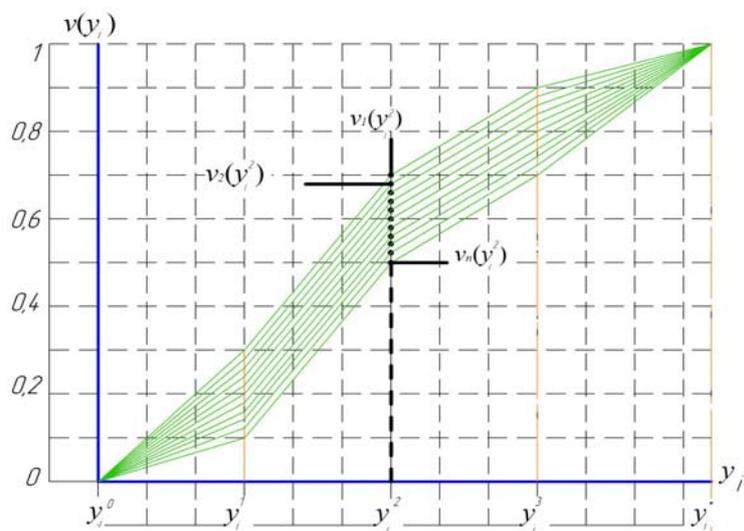


Рис. 3. Разбиение интервала на  $n$  однокритериальных функций

На пятом этапе, вследствие замены интервалов множеством оценок будет получено  $k^n$  многокритериальных оценок для каждой альтернативы. Соединив линиями полученные многокритериальные оценки альтернатив, сформируем графики (рис. 4.)

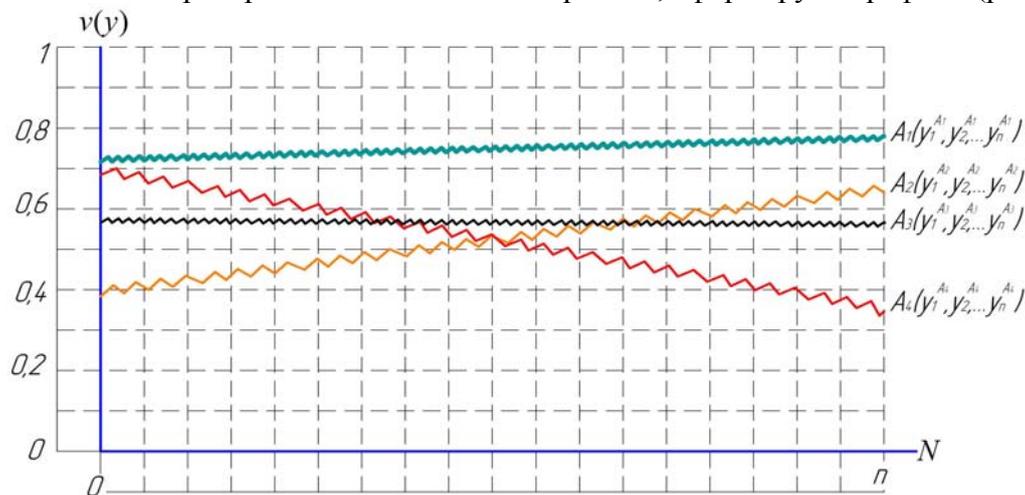


Рис. 4. Многокритериальные оценки альтернатив с учётом неопределённости ЛПР относительно ценности оценок альтернатив

На рис. 4. представлены результаты многокритериального анализа для четырёх альтернатив:  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $A_3$ ,  $A_4$ . На рисунке представлены характерные случаи:

1. Доминирование альтернативы при любых вариантах предпочтений ЛПР – альтернатива  $A_1$ .
2. Неустойчивые альтернативы –  $A_2$  и  $A_4$ .
3. Устойчивая альтернатива  $A_3$ .

Наклон графиков отражает степень чувствительности альтернатив к изменениям ценности оценок по критериям. Наиболее нестабильные альтернативы могут иметь

резкий наклон вниз или вверх. При выборе районов размещения ВЭС следует с осторожностью отнестись к альтернативам, имеющим графики с большим наклоном.

Таким образом, модифицированная методика выбора района для размещения ВЭС на основе метода MAUT, позволяет учесть неопределённость ЛПП в отношении критериальных оценок альтернатив. В полученных результатах уже заложен анализ чувствительности альтернатив, в рассматриваемом случае – анализ чувствительности к изменениям предпочтений ЛПП в отношении оценок по критериям.

Практическая реализация методики была выполнена в программе для ЭВМ «Wind-MCA» [10]. Программа написана автором совместно с научным руководителем на языке программирования Delphi и позволяет проводить как технико-экономический анализ эффективности применения ВЭУ, так и многокритериальный, с учётом неопределённости ЛПП в отношении критериальных оценок.

Для апробации методики были выбраны северные территории республики Саха (Якутия). Основная часть северных районов республики Саха (Якутия) находится вне зоны централизованного электроснабжения. Современная ситуация характеризуется высокой степенью износа энергетического оборудования, ограниченным использованием местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе нетрадиционных, высокой сложностью и стоимостью завоза топлива для многочисленных ДЭС [11–13]. Высокий ветроэнергетический потенциал Севера республики Саха (Якутия) позволяет поставить задачу оценки эффективности использования ВЭУ в энергохозяйстве, выбора наиболее перспективных районов для размещения ВЭУ.

На первом этапе исследования были сформированы альтернативы – десять пунктов: Тикси, Усть-Оленек, Быков Мыс, Таймылыр, Найба, Юрунг-Хая, Саскылах, Хайыр, Чокурдах, Кюсюр.

Далее, для исследуемых пунктов сформированы критерии  $k$  и субкритерии  $s$ :

1.  $k_1$  - чистый дисконтированный доход за 20 лет работы ВЭУ – в качестве критерия, отражающего экономическую эффективность.

2.  $k_2$  - средний за 20 лет коэффициент вариации скорости ветра – в качестве критерия, отражающего стабильность ветрового потока.

3.  $k_3$  - критерий, отражающий социальный фактор, разделён на два субкритерия:

а)  $s_1$  - динамика численности населения.

Если существует отток населения – соответственно развитие инфраструктуры района может снижаться, уменьшается и количество необходимой электроэнергии для потребителя, а значит и потребность во внедрении новых генерирующих мощностей. Зависимость между численностью населения и оценками критерия принята линейной – чем больший процент повышения численности населения в 2010г. по сравнению с 2002г., тем большие оценки по критерию.

б)  $s_2$  - наличие инвестиционных проектов развития в пункте.

Наличие инвестиционных проектов, аналогично субкритерию  $s_1$  характеризует район с точки зрения перспективности внедрения новых генерирующих мощностей. Чем большие суммы инвестиционных проектов в районе, тем больше предполагается развитие района, а соответственно и будут необходимы новые источники эл. энергии.

4.  $k_4$  - близость природоохранных территорий – как критерий, отражающий экологический фактор.

Поскольку на природоохранные территории (заказники, заповедники, нац. парки и др.) необходимо снижать индустриальное воздействие в этом критерии рассматривалось значение удалённости исследуемого пункта от природоохранной территории - чем ближе пункт расположен к природоохранной территории, тем выше принимается оценка по нему.

В программе для ЭВМ «Wind-MCA» был произведён расчёт многокритериальной функции ценности для каждой альтернативы с учётом неопределённости ЛПР. Результаты расчёта отражены на рис. 6, а также в таблице.

По результатам видно, что альтернатива №1 (п. Тикси, оценка: 0,868) и №3 (п. Быков Мыс, оценка: 0,862) имеют не только близкие результаты, но и пересекающиеся функции. Это означает, что при определённых предпочтениях ЛПР п. Быков Мыс будет являться более предпочтительной альтернативой. Также видно, что альтернативы: №7 (п. Саскылах, 0,274), №8 (п. Хайыр, 0,36), №6 (п. Юрунг-Хая, 0,509) являются достаточно неустойчивыми. Самой стабильной оказалась альтернатива №2 (п. Усть-Оленёк, 0,739).

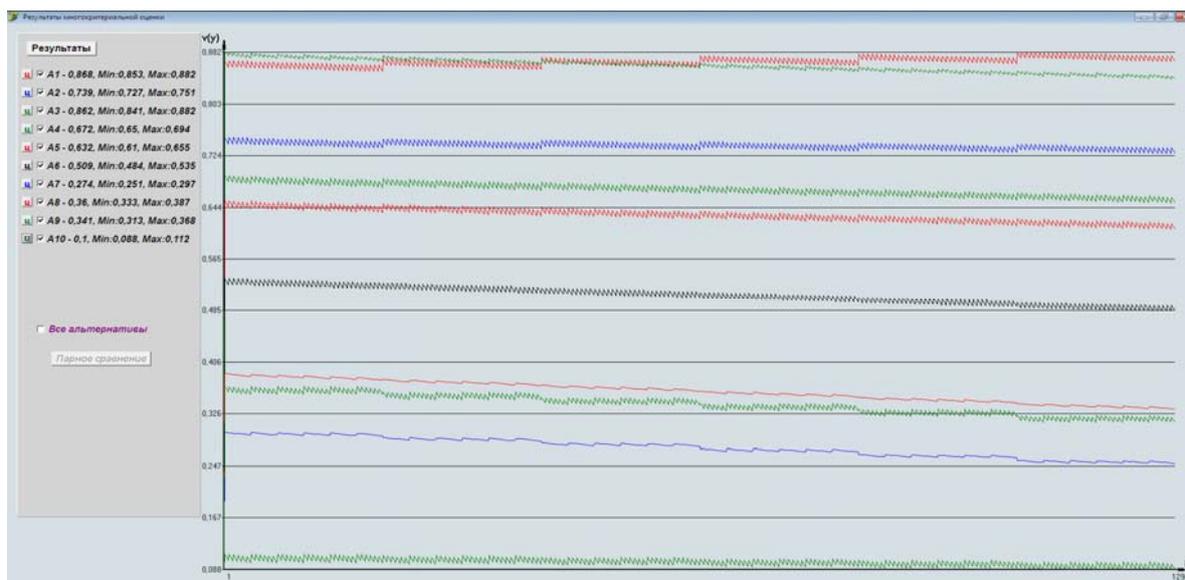


Рис. 6. Результаты расчёта многокритериальной функции ценности для исследуемых альтернатив

В таблице приведено сравнение результатов расчёта по критерию экономической эффективности, по многокритериальной оценке и результатов расчёта многокритериальной оценки с учётом неопределённости ЛПР в отношении оценок критериев.

Таблица

Результаты сравнения районов для размещения ВЭС

Пункт	Оценка по критерию экономической эффективности	Многокритериальная оценка альтернатив	Средняя многокритериальная оценка альтернатив с учётом неопределённости ЛПР	Диапазон многокритериальных оценок
Тикси	1,000	0,866	0,868	0,853 - 0,882
Усть-Оленек	0,900	0,702	0,739	0,727 - 0,751
Быков Мыс	0,862	0,849	0,862	0,841 - 0,882
Таймылыр	0,700	0,671	0,672	0,650 - 0,694
Найба	0,651	0,616	0,632	0,610 - 0,655
Юрунг-Хая	0,464	0,477	0,509	0,484 - 0,535
Саскылах	0,200	0,251	0,274	0,251 - 0,297
Хайыр	0,120	0,349	0,360	0,333 - 0,387
Чокурдах	0,090	0,244	0,341	0,313 - 0,368
Кюсюр	0,000	0,085	0,100	0,088 - 0,112

Ранжирование альтернатив, выполненное по критерию экономической эффективности, отличается от ранжирования, выполненного с учетом многих критериев. Оценка по многим критериям отражает социальные и экологические эффекты строительства ВЭС, что повышает обоснованность принимаемых решений. Также многокритериальный анализ позволяет выбрать более перспективный вариант из равноэкономичных.

Кроме того, методика позволяет учесть неопределённость ЛПР при оценке критериев, что отражает естественные трудности, возникающие у ЛПР в ходе решения задачи. Полученные результаты при этом уже содержат в себе анализ чувствительности альтернативы к изменению критериальных оценок.

Реализация методики в программе для ЭВМ позволяет достаточно быстро и наглядно проводить решение задачи, корректировать ее параметры.

## Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Прил. к обществ.-дел. журналу «Энергетическая политика» – М.: ГУ Институт энергетической стратегии, 2010. – 184 с.
2. Схема территориального планирования Российской Федерации в области электроэнергетики. Распоряжение правительства РФ от 11 ноября 2013 г. № 2084-р Москва.
3. Кини Р. Размещение энергетических объектов: выбор решений. Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 320 с., ил.
4. Ларичев О. И. Теория и методы принятия решений, а также Хроника событий в Волшебных странах: Учебник. Изд. второе, перераб. и доп. – М.: Логос, 2002. – 392 с..
5. Петровский А.Б. Теория принятия решений. – М.: Издательский центр «Академия», 2009. – 400 с.
6. Черноруцкий И.Г. Методы принятия решений. — СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 416 с.
7. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.
8. Simon H. The Sciences of the artificial. Third Edition. Cambridge, MA, MIT Press, 1996, 246 p.
9. Tversky A., Kahneman D. Judgement under uncertainty: heuristics and biases. Science, 1974, No.185, pp. 1124-1131.
10. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2014619044. Многокритериальная оценка эффективности использования ветроэнергетических установок» (Wind – MCA v. 1.00) / Шакиров В.А., Артемьев А.Ю. – Дата поступления 11 июля 2014 г. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 8 сентября 2014 г.
11. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее. Под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2011. – 368 с.
12. Иванова И.Ю., Ноговицын Д.Д., Тугузова Т.Ф., Шеина З.М., Сергеева Л.П. Ветроэнергетические ресурсы г. Верхоянск Республики Саха (Якутия) и возможность их использования для энергоснабжения // Фундаментальные исследования. 2013. №4(1). – С.30-38.
13. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Возобновляемые источники энергии в региональных программах энергетики на Востоке России: предпосылки и рациональные масштабы // Энергетик. 2014. № 3. – С. 6-9.

## **ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛЬНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАДАЧИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗЛИШКОВ ГАЗА В ЕДИНОЙ СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РОССИИ**

С.В. Воробьев

### **Введение**

Россия является одним из крупнейших производителей и экспортеров газа. В 2015 году в страны Западной Европы было продано 180 млрд. м<sup>3</sup> газа [1]. По различным причинам, как техническим, так и политическим [2], объемы экспорта российского газа могут резко снижаться на определенное время (от нескольких дней до 2-3 недель). При этом у России появляются серьезные проблемы технического плана, связанные с так называемым «лишним» или невостребованным в данный период времени объемом газа в газотранспортной сети (ГТС). Дело в том, что емкость линейной части ГТС России ограничена, и ограничены возможности подземных хранилищ газа (ПХГ) по его приему. Накопление значительных непотребляемых объемов газа в ГТС способно привести к повышению давления в значительной части изношенных газопроводов и как следствие – к нарушению нормального функционирования ГТС.

В связи со сказанным выше, возникает необходимость проведения исследований, связанных с возможностями газовой отрасли России по распределению излишков газа, которые могут возникнуть при резком сокращении экспорта газа. В силу невозможности проведения крупномасштабных экспериментов на федеральных технологических системах энергетики, таких как Единая система газоснабжения (ЕСГ) России, наиболее удобным при исследовании возможностей газовой отрасли России по распределению излишков газа является использование имитационного подхода.

### **Модель оценки производственных возможностей ЕСГ России**

При исследовании различных вопросов живучести систем энергетики (СЭ) широкое применение получили модели оценки производственных возможностей Единой системы нефте- и нефтепродуктоснабжения и ЕСГ России с позиций обеспечения их живучести при различного рода возмущениях. Модели в целом схожи между собой и используются на этапах выявления слабых мест в снабжении потребителей топливно-энергетическими ресурсами и оценки эффективности мероприятий по повышению живучести СЭ при конкретных сценариях возмущений.

Математически ЕСГ России представляется как граф, изменяющийся во времени и в узлах которого находятся предприятия по добыче, преобразованию и потреблению газа. При решении задачи оценки состояния системы после возмущения критерием оптимальности распределения потоков служит минимум дефицита газа у потребителя при минимальных затратах на его доставку.

Изменение состояния объектов системы приводит к решению задачи распределения потоков в системе с целью максимальной подачи газа потребителям, т.е. модель можно формализовать как задачу о максимальном потоке [3].

Математическая запись поставленной задачи имеет следующий вид:

$$f \rightarrow \max, \quad (1)$$

при условиях, что

$$\sum_{i \in N_j^+} x_{ij} - \sum_{i \in N_j^-} x_{ji} = \begin{cases} -f, j=O \\ 0, j \neq O, S \\ f, j=S \end{cases}, \quad (2)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq d_{ij}, \text{ для всех } (i, j). \quad (3)$$

При работе со сложными схемами, такими как ЕСГ, может быть несколько вариантов решения, то есть несколько возможных максимальных потоков. Тогда целесообразно говорить о минимизации затрат на доставку газа потребителям и использовать алгоритм Басакера-Гоуэна:

(4)

$$\sum_{(i,j)} c_{ij} x_{ij} \rightarrow \min, \quad (5)$$

$$x \in X^*.$$

Его применение позволяет определить максимальный поток газа при его минимальной стоимости или оптимальные объемы суточного отбора газа из ПХГ, максимально обеспечивающие заданные объемы газоснабжения потребителей при минимальных затратах на добычу, транспортировку газа.

Здесь  $O$  - номер узла общего источника;  $S$  - номер узла общего стока;  $N_{+j}$  - подмножество «входящих» в узел  $j$  дуг;  $N_{-j}$  - подмножество «выходящих» дуг из узла  $j$ ;  $f$  - величина суммарного потока по сети;  $x_{ij}$  - поток по дуге  $(i, j)$ ;  $d_{ij}$  - ограничения на поток по дуге  $(i, j)$ ;  $X^*$  - множество решений задачи (1)-(3);  $C_{ij}$  - удельные затраты на транспорт газа.

Задача о распределении энергоресурса по большим трубопроводным системам (БТС) реализована в разных научных организациях. В качестве примера можно выделить программный комплекс моделирования потоков ЕСГ «ИРС ЕСГ» [4], оптимизационную производственно-финансовую модель развития газовой отрасли «Омо Газ», входящую в состав модельно-информационного комплекса SCANNER [5]. Среди зарубежных моделей следует выделить TIGER (Transport Infrastructure for Gas with Enhanced Resolution), применяемую для анализа газового рынка Европы в суточном разрезе [6]. Она представляет собой потоковую модель Европейской ГТС, в состав которой входят 900 дуг, представляющих собой участки газопроводов, и 600 узлов, представляющих собой источники газа, компрессорные станции, потребителей газа, ПХГ, терминалы приёма сжиженного природного газа. В указанных комплексах отсутствуют возможности анализа последствий от чрезвычайных ситуаций (ЧС) в ГТС, и не затрагиваются вопросы живучести и надежности функционирования ГТС. Поэтому, ввиду отсутствия необходимого критерия, эти программные комплексы не могут быть применены при рассмотрении проблем живучести СЭ.

В настоящее время в ИСЭМ СО РАН при исследовании вопросов живучести и надежности функционирования СЭ используется программно-вычислительный комплекс (ПВК) «Нефть и газ России» [7]. Применение этого ПВК позволяет определить степень удовлетворения потребностей в газе внутри страны и обеспечения экспортных поставок при возникновении различного рода ЧС. Кроме того, ПВК

«Нефть и газ России» позволяет определить «узкие» места – участки ГТС, ограничивающие в некоторых случаях производственные возможности системы.

### Распределение излишков газа

Модель потокораспределения в ЕСГ, описанная выше и используемая в ПВК «Нефть и газ России», была разработана для условий ЧС и использовалась для расчетов в зимнее время, то есть в те периоды, когда ПХГ отдают газ в сеть, покрывая тем самым увеличенные объемы потребления газа. Режим работы ПХГ с закачкой газа в такой ситуации ранее не анализировался.

Для решения проблемы наличия невостребованных излишков газа в ЕСГ предлагается изменение режимов функционирования ПХГ. В ситуации с возникновением невостребованных излишков газа ПХГ должны иметь возможность перейти из категории источников газа в категорию его потребителей, тем самым сократив или полностью вместив в себя невостребованные объемы газа. Так как базовая модель определения максимального потока минимальной стоимости (1)-(5) не позволяет этого сделать, то ниже приведена следующая её модификация, реализованная в ВПК «Нефть и газ России»:

$$f \rightarrow \max, \quad (6)$$

при условиях, что

$$\sum_{i \in N_j^+} x_{ij} - \sum_{i \in N_j^-} x_{ji} = \begin{cases} -f, j=O \\ 0, j \neq O, S \\ f, j=S \end{cases}, \quad (7)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq a_{ij} d_{ij}, \text{ для всех } (i, j), \quad (8)$$

где  $a_{ij}$  - целочисленная переменная, служащая для включения или отключения потока по дуге из узла  $i$  в узел  $j$ .

Как и в предыдущем случае при работе со сложными схемами, коими и являются российская и европейская ГТС, может быть несколько вариантов решения, то есть несколько возможных максимальных потоков. Тогда целесообразно говорить о минимизации затрат на доставку газа потребителям:

$$(9)$$

$$\sum_{(i,j)} c_{ij} x_{ij} \rightarrow \min, \quad (10)$$

$$x \in X^*.$$

В отличие от модели, использовавшейся ранее, в модификации, предлагаемой автором, каждое из ПХГ представляется отдельным источником и потребителем газа (см. рис.).

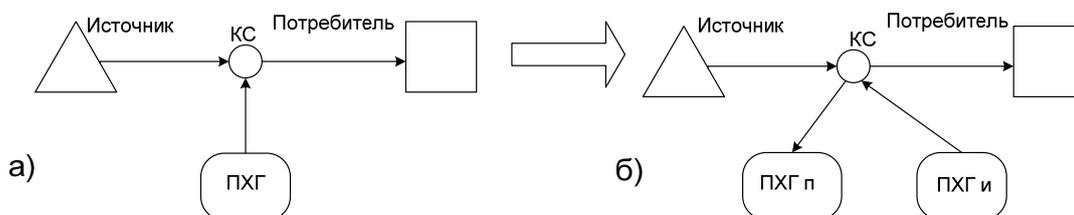


Рис. Трансформация принципиальной схемы учета режима работы ПХГ в потоковой модели

На рисунке представлено, как в потоковой модели учитывалось ПХГ ранее (а) и ее преобразование в части учета изменения режимов функционирования ПХГ (б).

Поскольку физически ПХГ является одним элементом системы, то потребовалось ввести дополнительное уравнение, которое свяжет их (ПХГ-источник и ПХГ-потребитель) в один объект.

$$a_{ij} = a_{oi} + a_{js}, \quad (11)$$

$$a_{oi} + a_{js} = 1, \quad (12)$$

для ПХГ, где  $i$ - номер ПХГ как источника энергоресурсов,  $j$ - номер ПХГ как потребителя

$$a_{oi} \in \{0,1\}, i \in N^{ист}, \quad (13)$$

$$a_{js} \in \{0,1\}, j \in N^{пот}, \quad (14)$$

$$a_{ij} = 1; i, j \in N^{ист} \cup N^{пот}, \quad (15)$$

где  $N^{ист}$  - подмножество хранилищ во множестве источников энергоресурсов,  $N^{пот}$  - подмножество хранилищ во множестве потребителей энергоресурсов.

Согласно уравнению (11) каждое ПХГ может быть только источником газа ( $a_{oi}=1$ ;  $a_{js}=0$ ) или только потребителем газа ( $a_{oi}=0$ ;  $a_{js}=1$ ).

Задача (6)-(15) решается методом «Ветвей и границ» [8], который реализован в решателе `lp_solve` [9].

Таким образом, модель распределения излишков газа позволяет автоматически менять режим функционирования ПХГ, то есть, когда это необходимо, переводить ПХГ из источников газа в его потребителей и наоборот.

В качестве примера работы модели (6)-(15) рассмотрим возможную ситуацию с кратковременным (до двух недель) прекращением транзита газа в Европу через Украину зимой, когда ГТС находится под максимальной нагрузкой, ПХГ работают на отдачу газа в сеть. Исходными данными при анализе такой ситуации являются объемы газа, потребляемого субъектами РФ, находящимися в зоне действия ЕСГ, объемы экспорта российского газа, объемы газа, добываемого на месторождениях, и объемы газа, поступающего в ГТС из ПХГ. В данном примере приведены данные декабря 2013 года [10].

В результате реализации такой ЧС Европейские страны не получают 165 млн. м<sup>3</sup> газа в сутки. Газ в таком объеме останется в ГТС России (табл. 1).

Таблица 1

Невостребованные объёмы газа при прекращении транзита газа через Украину для условий декабря 2013 г.

Добыча газа, млн. м <sup>3</sup> /сут	Возможная	Расчетная	Резерв
Федеральный округ			
Северо-Западный	5	5	0

Центральный	0	0	0
Приволжский	48,7	48,7	0
Южный	46,4	46,4	0
Уральский	1467	1302	165
Сибирский	13,4	13,4	0
Всего по России	1580,5	1415,5	165

Указанный в табл. 1 в графе «Резерв» объем газа – это добываемый газ, непошедший потребителям внутри страны и на экспорт, полученный после решения задачи (1)-(5), его необходимо распределить в ГТС России. В это же время идет следующий отбор газа из ПХГ в сеть (табл. 2).

Таблица 2

Отбор газа из ПХГ для условий декабря 2013 г.

Отбор газа из ПХГ, млн. м <sup>3</sup> /сут	Максимальный	Расчетный	Резерв
Федеральный округ			
Северо-Западный	21,4	6	15,4
Центральный	112,4	15	97,4
Приволжский	155,3	52	103,3
Южный	46,3	0	46,3
Уральский	35	35	0
Сибирский	0	0	0
Всего по России	370,4	108	262,4

Из данных табл. 2 видно, что максимально возможный отбор газа из российских ПХГ может достигать до 370 млн. м<sup>3</sup> газа в сутки. В декабре 2013 года отбор газа из ПХГ составлял 108 млн. м<sup>3</sup> газа в сутки. Отбор газа из ПХГ в сеть и закачка газа в ПХГ осуществляются по одним и тем же газопроводам, поэтому технически максимально возможный объем закачки газа в ПХГ будет равен максимально возможному объему отбора газа из ПХГ.

В заданной ситуации, при кратковременном прекращении транзита газа в Европу через Украину в декабре 2013 года, согласно модели (6)-(15) система прекратит отбор газа из ПХГ, снизив излишки газа до 57 млн. м<sup>3</sup> газа в сутки (165-108). Оставшийся газ будет распределен по ПХГ, то есть ПХГ из источников газа станут его потребителями. Результаты решения задачи (6)-(15) приведены в табл. 3.

Таблица 3

Закачка газа в ПХГ для условий декабря 2013 г.

Закачка газа в ПХГ, млн. м <sup>3</sup> /сут	Максимальная	Расчетная
Федеральный округ		
Северо-Западный	21,4	2
Центральный	112,4	10
Приволжский	155,3	25
Южный	46,3	0
Уральский	35	20
Сибирский	0	0
Всего по России	370,4	57

В данном случае излишки газа будут распределены по ПХГ Северо-Западного, Центрального, Приволжского и Уральского федеральных округов. В результате такого потокораспределения, выполненного моделью (6)-(15) в рамках рассмотренной ситуации, в ГТС России не останется не востребованного газа.

## Заключение

В статье подробно рассмотрена потоковая модель, используемая в настоящее время в ИСЭМ СО РАН для исследования различных вопросов живучести СЭ. Предложена модификация этой модели в плане изменения режимов функционирования ПХГ. Данная модификация, внесенная в работу ПВК «Нефть и газ России», позволяет модельно обосновывать возможные режимы функционирования ГТС России, минимизирующие негативные последствия от резких сокращений объемов экспорта российского газа. Кроме того, данная модификация применима при оценке технических последствий от возможных аварийных ситуаций в газотранспортной сети России.

Приведен пример работы модифицированной потоковой модели. Показано, как могут быть распределены в зимнее время излишки газа в объеме 165 млн. м<sup>3</sup> в сутки, которые могут возникнуть в ГТС России при резком прекращении экспорта газа в Европу через территорию Украины.

## Литература

1. Экспорт Российской Федерации природного газа за 2000-2015 годы. [http://www.cbr.ru/statistics/print.aspx?file=credit\\_statistics/gas.htm](http://www.cbr.ru/statistics/print.aspx?file=credit_statistics/gas.htm).
2. FACTBOX: Countries affected by Russia-Ukraine gas row. <http://www.reuters.com/article/2009/01/06/us-russia-ukraine-gas-sb-idUSTRE50531Q20090106?pageNumber=1&virtualBrandChannel=0>
3. Форд Л.Р., Фалкерсон Д.Р. Потоки в сетях. Изд-во Мир, Москва 1966. – 276 с.
4. Новицкий Н.Н., Сухарев М.Г., Сарданашвили С.А., и др. Трубопроводные системы энергетики: математическое и компьютерное моделирование – Новосибирск: Наука, – 2014. – 274 с.
5. Веселов Ф.В., Елисеева О.А., Кулагин В.А., и др. Модельно-информационный комплекс SCANNER - Москва: ИНЭИ РАН, 2011. – 38 с.
6. TIGER Infrastructure and Dispatch Model of the European Gas Market – Model Description. Cologne/Germany, EWI, – 2010.
7. Еделев А.В., Сендеров С. М. Интегрированная инструментальная среда ПВК "Нефть и газ России". // Информационные технологии в энергетике: современные подходы к анализу и обработке информации / Сборник докладов. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, – 2000.– С. 165–169.
8. Land A. H., Doig A. G. An Automatic Method of Solving Discrete Programming Problems. *Econometrica*, Vol. 28, No. 3. (Jul., 1960), pp. 497–520.
9. Ip\_solve guide. Режим доступа: <http://lpsolve.sourceforge.net/5.5/>
10. Статистическая форма Росстата «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива и теплоэнергии, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов за 2013 год» (4 ТЭР)

## **ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ РЕГРЕССИОННОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ**

Т.В. Добровольская

Теплоснабжение в нашей стране обладает высокой социальной и экономической значимостью. В соответствии с этим, мониторинг и прогнозирование уровней теплопотребления являются стратегическим вектором научного исследования, определяющего параметры развития теплоснабжения России и её регионов.

В сложившихся в настоящее время экономических условиях особо важно уделить внимание детальному и всестороннему анализу ситуации, понять механизмы взаимодействия различных индикаторов развития. Вопросы оптимального прогнозирования в данном контексте занимают ведущие позиции. Исследования, проводимые автором, направлены на мониторинг и прогнозирование уровней теплопотребления в зависимости от некоторого количества показателей с помощью регрессии. В связи с этим, для исследования выбраны показатели, определяющие социально-экономическое положение страны, а также показатели электро- и теплопотребления.

Настоящая работа продолжает исследования автора по мониторингу и прогнозированию теплопотребления [1] и посвящена обобщению, анализу данных об энергопотреблении, а также экономических показателей, которые представлены временными рядами. Проведены исследования для определения тесноты и характера связи между выбранными показателями и определения вида зависимости теплопотребления от выбранных переменных. Целью данной работы является разработка программного средства для мониторинга и прогнозирования уровней теплопотребления.

Для исследования выбраны шесть показателей, определяющих уровни теплопотребления: установленная электрическая мощность электростанций (млн.кВт), потребление электрической энергии (млрд.кВт·ч), потребление тепловой энергии (млн.Гкал), численность населения (млн.чел.), инвестиции в электроэнергетику (с учетом централизованного теплоснабжения) (млрд.руб.), внутренний валовой продукт (ВВП) (млрд.руб.).

Выбор в качестве рассматриваемых показателей установленной электрической мощности и потребления электрической энергии объясняется наличием взаимосвязи этих показателей с теплопотреблением, так как более 32% тепловой энергии в общем балансе производства тепла в нашей стране (и около 46% в централизованном секторе) производится на ТЭЦ. Кроме того, значительная доля тепловой энергии потребляется в жилищно-коммунальном секторе, в связи с чем в рассматриваемую систему введен показатель численность населения. Не менее важными в развитии теплоснабжения являются экономические факторы, поэтому в рассматриваемую систему показателей добавлены ВВП и инвестиции в электроэнергетику. Перечисленные показатели представлены в виде временных рядов, начиная с 1990 года до настоящего времени.

Линейные однопараметрические регрессионные модели выбранных показателей были рассмотрены ранее в [1]. Рассмотрим более подробно зависимость теплопотребления от остальных показателей, используя линейную многопараметрическую регрессию. Теоретическое линейное уравнение регрессии в общем виде можно записать следующим образом:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_m X_m + \varepsilon, \quad (1)$$

где  $X = (X_1, X_2, \dots, X_m)$  - вектор независимых (объясняющих) переменных,  $\beta$  - вектор параметров (подлежащих определению),  $\varepsilon$  - случайная ошибка (отклонения),  $Y$  - зависимая (объясняемая) переменная,  $m$  - количество объясняющих переменных,  $n$  - количество наблюдений. В векторном виде слагаемые уравнения (1) будут иметь вид:

$$Y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ \dots \\ y_n \end{bmatrix}, X = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & x_{21} & x_{31} & x_{41} & \dots & x_{m1} \\ 1 & x_{12} & x_{22} & x_{32} & x_{42} & \dots & x_{m2} \\ 1 & x_{13} & x_{23} & x_{33} & x_{43} & \dots & x_{m3} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & x_{1n} & x_{2n} & x_{3n} & x_{4n} & \dots & x_{mn} \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ b_2 \\ \dots \\ b_m \end{bmatrix}, e = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \\ \dots \\ e_n \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Для того чтобы однозначно решить задачу отыскания параметров  $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$  (то есть найти некоторый вектор  $\beta$ ), должно выполняться неравенство  $n \geq m + 1$ . Если это неравенство не будет выполняться, то существует бесконечно много различных векторов параметров, при которых линейная формула связи между  $Y$  и  $X$  будет абсолютно точно соответствовать имеющимся наблюдениям. Таким образом, если число наблюдений больше минимального необходимого, т.е.  $n > m + 1$ , то уже нельзя подобрать линейную форму, в точности удовлетворяющую всем наблюдениям, и возникает необходимость оптимизации, т.е. оценивания параметров  $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_m$ , при которых формула дает наилучшее приближение для имеющихся наблюдений. При оценивании множественной линейной регрессии для обеспечения статистической надежности требуется, чтобы число наблюдений, по крайней мере, в 3 раза превосходило число оцениваемых параметров [2,3]. В нашем случае  $n = 25, m = 6$ , в связи с чем дальнейшие расчеты направлены на отыскание коэффициентов регрессии. Уравнение (1) в случае рассматриваемой линейной многопараметрической регрессии теплопотребления можно записать в виде:

$$y_i = b_0 + b_1 x_{1i} + b_2 x_{2i} + b_3 x_{3i} + b_4 x_{4i} + b_5 x_{5i} + b_6 x_{6i} + e_i, \quad (3)$$

где  $y_i$  - значения объясняемой переменной (теплопотребления),  $i = 1, 2, \dots, n$ ;  $x_{1i}, x_{2i}, x_{3i}, x_{4i}, x_{5i}, x_{6i}$  - значения объясняющих переменных,  $i = 1, 2, \dots, n$ ;  $b_0, b_1, b_2, b_3, b_4, b_5, b_6$  - коэффициенты рассматриваемой линейной многопараметрической регрессии;  $e_i$  - значения отклонений выборочных значений объясняющей переменной от значений, полученных по уравнению регрессии.

Самым распространенным методом оценки параметров уравнения линейной многопараметрической регрессии является метод наименьших квадратов. Суть метода состоит в минимизации суммы квадратов отклонений наблюдаемых значений зависимой переменной  $Y$  от ее значений  $\hat{Y}$ , получаемых по уравнению регрессии. На основе выдвинутого нами требования стандартная ошибка должна быть минимальна, что может быть записано также в следующем виде:

$$\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 = \sum_{i=1}^n (\varepsilon_i)^2 \rightarrow \min. \quad (4)$$

В соответствии с этим методом вычислены значения коэффициентов уравнения линейной многопараметрической регрессии для теплопотребления. Коэффициенты рассматриваемой регрессии, обозначенные через вектор  $B$ , имеют следующие значения:

$$B = \begin{bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ b_4 \\ b_5 \\ b_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3029,684 \\ 7,1057 \\ 0,8008 \\ -19,5656 \\ 0,1819 \\ -0,00396 \\ -47,3538 \end{bmatrix}.$$

Кроме того, для получения наилучших результатов при использовании метода наименьших квадратов необходимо, чтобы выполнялся ряд предпосылок относительно случайного отклонения. Начнем статистический анализ с вычисления стандартной ошибки регрессии, которая определяется по формуле:

$$S^2 = \frac{\sum e_i^2}{n - m - 1}. \quad (5)$$

В соответствии с полученным уравнением регрессии стандартная ошибка (5) составила  $S = \sqrt{S^2} = 22,9868$ . Дальнейшие расчеты связаны с определением стандартных ошибок коэффициентов регрессии. В общем виде формулу для их расчета можно записать в следующем виде:

$$S_{b_j}^2 = S^2 z'_{jj} = \frac{\sum e_i^2}{n - m - 1} z'_{jj}, \quad j = 1, 2, \dots, m, \quad (6)$$

где  $z'_{jj}$  -  $j$ -й диагональный элемент матрицы  $Z^{-1} = (X^T X)^{-1}$ .

Стандартные ошибки коэффициентов регрессии (6) для полученной многопараметрической линейной регрессионной модели теплопотребления имеют следующие значения:

$$S_{b_0}^2 = 1724,545; S_{b_1}^2 = 2,526; S_{b_2}^2 = 0,136; S_{b_3}^2 = 13,328; S_{b_4}^2 = 0,0473; S_{b_5}^2 = 0,00238; S_{b_6}^2 = 5,3219.$$

Для определения интервальных оценок коэффициентов регрессии  $\beta_j$  необходимо построить  $t$ -статистику, имеющую распределение Стьюдента, с числом степеней свободы  $\nu = n - m - 1$ :

$$t = \frac{b_j}{S_{b_j}} \quad (7)$$

и тогда  $t$ -статистика (7) для коэффициентов рассматриваемой линейной многопараметрической регрессии будет иметь следующие значения:

$$t_{b_0} = 1,7568; t_{b_1} = 2,8168; t_{b_2} = 5,8843; t_{b_3} = -1,4679; t_{b_4} = 3,8433; t_{b_5} = -1,6665; t_{b_6} = -8,89781.$$

В дальнейшем полученные значения необходимо сравнить с табличными значениями согласно распределению Стьюдента при выбранном уровне значимости ( $\alpha = 0,05$ ).

Если  $|t| > t_{\alpha/2, m-n-1}$ , то коэффициент  $b_j$  считается статистически значимым. В

соответствии с распределением Стьюдента  $t_{\frac{\alpha}{2}, n-m-1} = t_{0,05;18} = 1,330$ , тогда

$$\left\{ \begin{array}{l} |t_{b_0}| = 1,7568 > t_{0,05;18} = 1,330; \\ |t_{b_1}| = 2,8168 > t_{0,05;18} = 1,330; \\ |t_{b_2}| = 5,8843 > t_{0,05;18} = 1,330; \\ |t_{b_3}| = 1,4679 > t_{0,05;18} = 1,330; \\ |t_{b_4}| = 3,8433 > t_{0,05;18} = 1,330; \\ |t_{b_5}| = 1,6665 > t_{0,05;18} = 1,330; \\ |t_{b_6}| = 8,8978 > t_{0,005;18} = 1,330. \end{array} \right.$$

Выполненные расчеты позволяют сделать выводы о статистической значимости коэффициентов рассматриваемой линейной многопараметрической регрессии.

Проверка общего качества уравнения регрессии состоит в вычислении коэффициента детерминации. Значение данного коэффициента состоит в доле общего разброса значений зависимой переменной  $Y$ , объясненной уравнением регрессии.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum e_i^2}{\sum (y_i - \bar{y})^2}. \quad (8)$$

Для рассматриваемого уравнения множественной регрессии  $R^2 = 0,994$ . Чем ближе этот коэффициент к единице, тем больше уравнение регрессии объясняет поведение  $Y$ .

Анализ статистической значимости коэффициента детерминации осуществляется на основе дисперсионного анализа сравнения объясненной и остаточной дисперсий. Выдвигается две гипотезы:

$H_0$ : объясненная дисперсия равна остаточной дисперсии;

$H_1$ : объясненная дисперсия больше остаточной дисперсии.

Для подтверждения или опровержения основной гипотезы строится  $F$ -статистика:

$$F = \frac{\sum (\hat{y}_i - \bar{y})^2 / m}{\sum (y_i - \hat{y}_i)^2 / (n - m - 1)}. \quad (9)$$

В соответствии с полученным уравнением регрессии  $F_{набл} = 500,795$ . Принимаем уровень значимости  $\alpha = 0,05$ , тогда, в соответствии с распределением Фишера,

$F_{\alpha; m; n-m-1} = 2,66$ , вычисленное значение  $F_{набл} \gg F_{\alpha; m; n-m-1}$ . Это означает, что объясненная дисперсия существенно больше остаточной дисперсии, а, следовательно, уравнение регрессии достаточно качественно отражает динамику изменения зависимой переменной  $Y$ . На основе проведенных вычислений можно сделать вывод, что полученное уравнение регрессии объясняет 99,4% разброса зависимой переменной (телопотребления). Однако коэффициент детерминации может быть достаточно высоким и при наличии совпадающих трендов у рассматриваемых переменных. Поэтому необходимо провести дополнительные исследования с помощью статистики Дарбина-Уотсона. Скорректированный коэффициент детерминации может быть записан следующим образом:

$$\overline{R^2} = (1 - R^2) \frac{n-1}{n-m-1}. \quad (10)$$

Для полученного уравнения регрессии скорректированный коэффициент детерминации равен 0,992. Очевидно, что  $\overline{R^2} < R^2$  для  $m > 1$ .

Статистику  $DW$  Дарбина-Уотсона можно записать в следующем виде:

$$DW = \frac{\sum (e_i - e_{i-1})^2}{\sum e_i^2}. \quad (11)$$

В соответствии с полученными значениями отклонений вычислили статистику  $DW = 1,52806$ . Для проверки статистической значимости  $DW$  воспользуемся таблицей распределения Дарбина-Уотсона для нахождения критических точек при уровне значимости  $\alpha = 0,05$ :  $d_1 = 0,868$  и  $d_u = 2,012$ . Гипотеза об отсутствии автокорреляции остатков принимается при выполнении следующего неравенства  $d_u < DW < 4 - d_u$ . В связи с тем что для выбранных значений критических точек неравенство теряет смысл, гипотезу об отсутствии автокорреляции отклоняем. В этом случае, можно предположить, что автокорреляция остатков существует.

Статистический анализ построенной регрессии является достаточно сложным и многоступенчатым процессом, имеющим определенную специфику в каждом определенном случае. Однако базовые пункты такого анализа применительно к полученной линейной многопараметрической регрессионной модели теплопотребления рассмотрены в данной статье.

Для примера возможности прогнозирования теплопотребления с помощью линейной многопараметрической регрессии, полученной по некоторым ретроспективным данным, проведем калибровку модели. Для этого определим коэффициенты линейного регрессионного уравнения на более коротком ретроспективном отрезке и в дальнейшем распространим действие модели на оставшийся отрезок времени.

На рис. 1 представлена динамика теплопотребления согласно статистическим данным в период с 1990 по 2014 годы, а также кривая теплопотребления, построенная по значениям, рассчитанным по регрессионному уравнению в зависимости от других показателей на ретроспективном отрезке времени с 1990 по 2009 годы. Пролонгируя действие полученной регрессионной модели на последующие пять лет, получим расхождение между наблюдаемыми и модельными данными около 5%.



Рис. 1. Динамика теплопотребления в стране согласно статистическим данным, а также значениям регрессионного уравнения

Как видно из рис. 1, данные по теплопотреблению в период с 2011 по 2014 годы, рассчитанные по полученному линейному многопараметрическому уравнению на ретроспективном отрезке времени с 1990 по 2010 годы, несколько превышают наблюдаемые данные за аналогичный период. При этом расхождения не превышают 5%, что вполне удовлетворяет стандартной погрешности прогноза.

Проведенные исследования позволяют сделать выводы о достаточной точности полученного линейного многопараметрического регрессионного уравнения теплопотребления. О правильности выбора объясняющих переменных можно судить по полученным интервальным оценкам коэффициентов регрессии, все коэффициенты регрессии являются значимыми. Коэффициент детерминации, оценка рассеивания точек наблюдений относительно линии регрессии, который является мерой общего качества уравнения регрессии, для рассматриваемого регрессионного уравнения теплопотребления равен 0,994. На основе проведенных вычислений можно сделать вывод, что полученное регрессионное уравнение объясняет 99,4% разброса зависимой переменной (теплопотребления). Однако коэффициент детерминации может иметь достаточно высокое значение при наличии совпадающих трендов у рассматриваемых переменных. По проведенным расчетам статистических показателей полученная модель теплопотребления может быть признана удовлетворительной и она может быть использована для анализа и прогнозирования теплопотребления. В дальнейшем автором планируется продолжить работу в данном направлении, кроме того, будут рассмотрены нелинейные однопараметрические и многопараметрические регрессионные уравнения для определения теплопотребления.

## Литература

1. Добровольская Т.В. Мониторинг уровней теплопотребления с помощью регрессионных моделей. Системные исследования в энергетике // Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 45. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, – 2015. – С. 124–130.
2. Бородич С.А. Эконометрика: Учеб. пособие. – Мн.: Новое знание, – 2001. – 408 с.
3. Э.Фёрстер, Б.Рёнц. Методы корреляционного и регрессионного анализа: Руководство для экономистов // Пер. с нем. и предисл. В.М. Ивановой. – М.: Финансы и статистика, – 1983. – 302 с., ил.

## КОНЦЕПЦИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ СИСТЕМЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Е.В. Ершова

Одним из основополагающих принципов современного экономического уклада является свободное рыночное ценообразование. Такое ценообразование сложилось уже на большинстве товарных рынков, в том числе и на рынках энергоносителей, включая рынки природного газа, наиболее крупные и зрелые из которых – североамериканский и европейский [1].

Ценообразование на североамериканском газовом рынке, объединяющем национальные рынки США, Канады и Мексики, построено на принципе конкуренции между различными поставщиками газа. Сделки на поставку «голубого топлива» (фьючерсные и спотовые) заключаются на Нью-Йоркской бирже NYMEX, либо вне её (форвардные и спотовые сделки), но с ориентиром на биржевые цены, которые основываются на данных пункта физической торговли газом Henry Hub (Луизиана, США). Присущими данному рынку ценовыми рисками, возникающими вследствие высокой волатильности, участники рынка управляют с помощью системы биржевых инструментов (финансовых производных).

В Европе в результате реализации Плана Евросоюза по либерализации газового рынка, одним из элементов которого является отход от нефтяной привязки и переход к ценообразованию на основе спотовых цен на газ, образовались несколько региональных газовых хабов (Рис.). В настоящее время данный рынок характеризуется одновременным использованием как конкурентного рыночного ценообразования с несколькими относительно ликвидными узлами виртуальной торговли, так и долгосрочных контрактов с привязкой к ценам на нефть и нефтепродукты [2].



Рис. Основные газовые хабы Европы

Источник: [3]

Наиболее зрелыми и ликвидными в настоящее время считаются британский NBP, а на континенте — TTF. В тесной связке с этими и некоторыми другими хабами работают европейские биржи – лондонская ICE, APX-ENDEX (Амстердам), парижская Powernext, EEX в Лейпциге и другие – такая связь увеличивает зрелость хабов [3].

В силу сопоставимости объемов потребления природного газа в России с объемами его потребления в Северной Америке и Европе (Таблица 1), а также других

схожих характеристик этих региональных рынков, вероятным представляется постепенное развитие российского рынка именно тем путем, что уже был пройден более зрелыми рынками, и в результате на нём так же будет установлен наиболее приемлемый способ ценообразования – рыночный.

Таблица 1

Объемы потребления природного газа в отдельных регионах мира\*

Регион	Объем потребления в 2014 г., млрд м <sup>3</sup>	Доля региона в общемировом потреблении,
Северная Америка	950	28%
Европа	491	15%
Россия	409	12%
Северо-Восточная Азия <sup>1</sup>	366	11%
Мир в целом	3393	100%

\*Источник: составлено автором на основе данных [4]

Переход современного российского рынка природного газа к конкурентному ценообразованию представляется неизбежным и необходимым. При этом наиболее вероятным механизмом реализации такого ценообразования является развитие биржевой торговли природным газом с образованием узлов торговли данным видом топлива, т.н. “хабов”.

Отправной точкой такого развития может стать уже функционирующая Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа (СПбМТСБ), на которой в октябре 2014 г. был произведен запуск первых в России биржевых торгов газом. За год, с октября 2014 по сентябрь 2015 года через систему биржевых торгов было продано 5,2 млрд кубометров газа. Биржевая цена газа в регионах, для которых проходили поставки, оказывается на несколько процентов ниже, чем установленный государством через Федеральной Службы по тарифам регулируемый тариф. В качестве покупателей выступила 51 компания, продавцов было меньше<sup>2</sup>. В целом деятельность биржи в части торговли газом получила положительную оценку, планируется дальнейшее ее развитие, уже в конце 2015 г. добавилась новая форма торгов «на сутки вперед», а с 2016 г. года на СПбМТСБ запланирована регистрация внебиржевых сделок в секторе торговли газом [5].

Однако малое количество участников торгов на данной бирже не позволяет рассматривать устанавливаемые на ней цены как действительно рыночные. Кроме того, анализ опыта построения конкурентных рынков газа в Северной Америке и Европе выявил ряд требований к будущему конкурентному рынку, на котором возможно формирование действительно рыночных цен [6]. Это:

- недискриминационный доступ к инфраструктуре (терминалам СПГ или трубопроводам) для всех участников рынка;
- большое число участников рынка: как покупателей, так и продавцов;
- наличие развитой инфраструктуры по транспортировке газа внутри страны (интерконнекторы, СПГ-терминалы) для минимизации рисков монополизации рынка, а

<sup>1</sup> Северо-Восточная Азия (СВА) – субрегион, в который входят Япония, Северная и Южная Кореи, Монголия, Китай (КНР) и Тайвань

<sup>2</sup> В течение прошедших сессий в качестве продавцов участвовало каждый месяц от двух до четырех компаний, а всего за год ими захотели стать пять компаний. По итогам отчетного года из 5,2 млрд м<sup>3</sup> основные объемы пришлось на «Роснефть» (43,4% или 2,2 млрд м<sup>3</sup>) и «Газпром» (51,56% или 2,7 млрд). На «Новатэк» (второй после «Газпрома» производитель газа) пришлось всего 4,53%. Совсем небольшие объемы предоставили «Газ-Ойл трейдинг» (0,48%) и «Севернефть-Уренгой» (0,03%) [5].

также наличие газохранилищ для обеспечения надежности снабжения потребителей газом и выравнивания колебаний газопотребления, удовлетворения пикового спроса в зимний период.

- наличие собственной добычи газа, гарантирующей относительную независимость от его импорта, что позволит сформировать действительно конкурентный, а не стремящийся в обеспечению энергетической безопасности рынок.

В этой связи целесообразным представляется привязка цен сделок - аналогично североамериканскому и европейскому рынкам – к расчетным ценам в определенном транспортном узле – хабе.

В рамках российской газотранспортной системы технологическими или физическими хабами, ориентированными на внутренний рынок, могут стать крупные газотранспортные узлы – узлы пересечения крупных коридоров магистральных газопроводов – в зонах деятельности основных газотранспортных предприятий.

Таким хабом может стать точка доставки (физической или виртуальной) природного газа в Санкт-Петербурге, ликвидность которой гарантируется растущими объемами торгуемого на СПБМТСБ газа, а также существенными объемами поставок российского газа в Европу, который может учитываться как поставляемый в данный транспортный узел.

Другим возможным центром российской биржевой торговли природным газом, как видится, может стать транспортный узел – хаб – на Дальнем Востоке. Близкое расположение данного региона к наиболее привлекательному рынку сбыта российского природного газа – США, а также отдельные межгосударственные соглашения и принятые сторонами обязательства<sup>3</sup> гарантируют значительные объемы «голубого топлива», который будет проходить через такой узел, обеспечивая его ликвидность, а следовательно и репрезентативность его расчетных цен.

Помимо того, что расчетные цены в таких узлах станут основой для заключения биржевых сделок, они также способствуют созданию национального бенчмарка цен на природный газ – индекса аналогичного Henry Hub и Alberta в Северной Америке, расчетным ценам в европейских хабах и др. С учетом заинтересованности России в обеспечении справедливого ценообразования на экспортируемый природный газ, представляется чрезвычайно важным создание, развитие и применение такого бенчмарка, который был бы достаточно прозрачен, отражал бы действительные условия российского рынка природного газа и мог бы стать надёжным ценовым сигналом в том числе и для участников международного рынка. России как крупнейшему экспортеру природного газа в мире с планами по дальнейшему наращиванию объемов поставок как на Тихоокеанский, так и на Атлантический региональные рынки безусловно необходим подобный инструмент обеспечения справедливой цены на собственный газ для каждого из указанных регионов.

В США – наиболее привлекательном для экспорта российского газа регионе - цена на  $\frac{3}{4}$  всего потребляемого газа формируется на основе того или иного общедоступного индекса цен: нефтяные индексы для долгосрочных контрактов на импорт; биржевые газовые индексы для спотовых сделок и краткосрочных контрактов (Таблица 2).

---

<sup>3</sup> В мае 2014 года "Газпром" и Китайская национальная нефтегазовая корпорация CNPC подписали контракт на поставку российского газа в Китай по «восточному» маршруту. (<http://www.interfax.ru/business/406149>). Через год, в мае 2015 г., было подписано соглашение о об основных условиях поставок газа по «западному» маршруту (<http://www.interfax.ru/business/440738>).

Таблица 2

## Механизмы ценообразования на природный газ в СВА\*

Метод ценообразования	Источник природного газа, цена на который устанавливается данным способом	Страна потребления природного газа	Объем, млрд м <sup>3</sup>	Итого	Доля от всего потребленного в СВА природного газа
OPE Скользкая цена на нефть	Импорт трубопроводного газа	КНР	31,3	249,8	64,2%
	Импорт СПГ по долгосрочным контрактам	КНР	24		
		Япония, Южная Корея, Тайвань	167		
	Часть собственного производства	КНР	27,5		
GOG Конкуренция внутри газовой отрасли	Импорт СПГ по краткосрочным контрактам и спотовым сделкам	КНР	4,4	32,4	8,3%
		Япония, Южная Корея, Тайвань	28		
RCS Регулирование : себестоимость обслуживания	Большая часть собственного производства	КНР	107	107	27,5%

\*Источник: составлено автором на основе данных [7, 8].

Надежность таких индексов вследствие высокой ликвидности торговых площадок, где они формируются, гарантирует включение их в формулы расчета цен на природный газ. Контроль значений таких индексов (со стороны биржи или государства) обеспечивает последующий контроль над реальными ценами заключаемых на их основании контрактов и, следовательно, над ценами на значительные объемы природного газа. В целях обеспечения справедливой цены на собственный природный газ и эффективной реализации экспортного потенциала в данной области, чрезвычайно необходимым представляется создание и развитие национального бенчмарка цен на российский газ.

Таким образом, развитие российского рынка природного газа в направлении свободной конкуренции в форме биржевой торговли представляется наиболее вероятным. Помимо создания прозрачного и современного рынка природного газа, развитие биржевой торговли будет иметь следствием возникновение национального бенчмарка цен на природный газ, который должен стать надёжным ценовым сигналом в том числе и для участников международного рынка. Созданная таким образом институциональная инфраструктура ценообразования на российский газ будет оказывать влияние на цены международных контрактов аналогично тому, как это происходит с американским, европейскими и японским индексами.

Исходя из предположений о дальнейшем развитии в России биржевого механизма ценообразования на природный газ и необходимости создания национального бенчмарка цен на природный газ, требуется анализ и оценка направлений развития технологической системы газоснабжения и анализ балансов эффект-стоимость для основных участников соответствующих рынков. В частности дальнейшее исследование будет направлено на изучение требований к рыночным условиям, определяющим прозрачность и репрезентативность ценового сигнала, и выявление степени соответствия российского рынка таким требованиям, а также формулирование мер, направленных на достижения соответствия этим требованиям. Кроме того, особое внимание будет обращено на изучение инфраструктурной составляющей развития

биржевого ценообразования, в частности на определение стоимости логистики по участкам сети и хранения газа в ПХГ, так как эти элементы инфраструктуры имеют первостепенное значение для обеспечения контрактных обязательств по поставке газа, а также для обеспечения безаварийной диспетчеризации работы газоснабжающей системы.

## Литература

1. Стерн Д. Установление цен на природный газ: прошлое, настоящее и будущее // ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВШЭ. – 2013. - № 3. – С. 430-455.
2. Попов С. П. Долгосрочные тенденции на рынках энергоносителей Восточной Азии / С. П. Попов, К. А. Корнеев, Е. В. Ершова // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление : сб. ст. Всерос. конф. — Иркутск : Ин-т систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сиб. отд-ния РАН, 2015. — С. 130–141.
3. Собко А. О европейской реформе газового рынка [Электронный ресурс] // Информационно-аналитический проект «Однако». URL: <http://www.odnako.org/blogs/o-evropeyskoj-reforme-gazovogo-rynka/> (дата обращения: 17.03.2016)
4. BP Statistical Review of World Energy June 2015. – London: BP, 2015. - 48 p. URL: [bp.com/statisticalreview](http://bp.com/statisticalreview)
5. ФАС: Торговля газом на бирже через год может достигнуть 30-35 млрд куб. м [Электронный ресурс] // «Агентство Бизнес Новостей». URL: <http://abnews.ru/2015/10/16/fas-torgovlya-gazom-na-birzhe-cherez-god-mozhet-dostignut-30-35-mlrd-kub-m/> (дата обращения: 17.03.2016)
6. Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia: Obstacles and Opportunities. Paris: OECD/IEA, 2013. – 86 p. URL: [https://www.iea.org/media/freepublications/AsianGasHub\\_WEB.pdf](https://www.iea.org/media/freepublications/AsianGasHub_WEB.pdf) (дата обращения: 29.02.2016)
7. IGU World LNG Report – 2015 Edition. URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf) (дата обращения: 29.02.2016)
8. IGU Whole Sale Gas Price Survey Report 2015 Edition. URL: [http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU%20Whole%20Sale%20Gas%20Price%20Survey%20Report%20%202015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20Whole%20Sale%20Gas%20Price%20Survey%20Report%20%202015%20Edition.pdf) (дата обращения: 29.02.2016)

## **ПРИМЕНЕНИЕ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГОРЕСУРСОВ**

Е.Н. Осипчук, В.Н. Осипчук

Использование гидроэнергетического потенциала (ГП) рек позволяет получить возобновляемую экологически чистую электроэнергию, снижающую негативное воздействие на окружающую среду за счёт потенциального уменьшения выбросов в атмосферу тепловых электростанций и сохраняющую запасы ископаемого топлива.

Несмотря на то, что освоению возобновляемых источников энергии в настоящее время в мире уделяется большое внимание, степень освоения ГП в России составляет около 21-23% [1–2]. Данный показатель значительно уступает экономически развитым странам. В перспективе будет происходить дальнейшее освоение ГП страны и строительство новых ГЭС с учётом современных экологических и водохозяйственных требований [3].

В настоящее время продолжают развиваться разработки перспективных схем освоения гидроэнергоресурсов различных регионов России [4]: Центральной и Восточной Сибири, Дальнего Востока, Северного Кавказа, Урала и др. Большинство схем основаны на оценках валового ГП, проведённых более 50 лет назад, требующих уточнения в связи с изменениями климата и гидрологических режимов многих рек.

Современные ГИС-технологии позволяют систематизировать данные из различных источников по рельефу, речной сети и расходам рек, контурам водосбора рек, озёр и водохранилищ, необходимых для оценки ГП.

### **ГИС-поддержка для оценки использования гидроресурсов**

На данный момент накоплены большие архивы разнородных ГИС-данных, которые благодаря развитию информационных технологий и сети интернет стали доступны для использования в различных прикладных областях, включая гидроэнергетику и водное хозяйство.

Разработано множество настольных ГИС, включая коммерческие (*ArcGIS*, *MapInfo*, *GlobalMapper* и др.) и открытые системы (*SAGA*, *QGIS*, *GRASS* и др.), отличающиеся функциональностью, поддержкой форматов данных, системными требованиями и ограничениями. Если раньше уровень развития коммерческих систем был намного выше открытых, то сегодня открытые системы находятся на этапе интенсивного развития. Открытые ГИС, как правило, обладают большей гибкостью благодаря интерфейсу программирования (API), позволяющему добавлять необходимые функции в код программы и адаптировать его к новым требованиям.

Большую популярность имеют интернет ГИС-сервисы (*Google Earth*, *Яндекс.Карты*, *OpenStreetMap* и др.), которые предоставляют доступ к спутниковым снимкам и геоданным (населённым пунктам, дорогам, водным объектам и др.) всей поверхности Земли, используя веб-интерфейс или специальные клиентские программы. Несмотря на то, что эти сервисы имеют мощную поддержку визуализации, их использование в прикладных целях ограничено.

Существуют также специализированные системы проектирования (например, программные продукты семейства *AutoCAD*) и программы для гидравлических

исследований (*RIVER, FLOOD, MIKE 11, HEC-RAS* и др.), широко применяемые специалистами при проектировании сложных объектов. Однако данные системы, как правило, направлены на детальный уровень проектирования, их тяжело адаптировать к новым методам исследования и пакетной обработке данных.

Для предварительной оценки использования гидроресурсов можно выделить следующие базовые ГИС-данные.

#### 1) Данные спутникового зондирования рельефа местности

1.1) SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) – открытые растровые данные рельефа местности высокого разрешения, полученные с помощью радарной топографической съемки поверхности Земли на территории от 56° ю.ш. до 60° с.ш. Съёмка проводилась в 2000 г. космическим кораблём Space Shuttle в рамках международной научно-исследовательской работы NASA.

Модель рельефа SRTM содержит блоки с регулярной высотной сеткой, охватывающих 1° широты и долготы, с разрешением по высоте 1 м. Для территории России разрешение блоков составляет 3" (около 90 м шага сетки), для США и Австралии – 1" (около 30 м). Данные находятся в открытом доступе на сайте NASA ([nasa.gov](http://nasa.gov)) в формате HGT, который поддерживается многими современными ГИС.

SRTM включает исходные (“сырые”) и обработанные данные. Исходные данные имеют максимальное разрешение и являются закрытыми (распространяются через Министерство Обороны США), а обработанные данные в настоящее время имеют заниженное разрешение для некоторых территорий, включая Россию. В 2013 г. была обновлена версия SRTM, в данных были устранены пустоты и увеличена площадь охватываемой территории.

1.2) GDEM (Global Digital Elevation Model) – аналогичные SRTM открытые растровые данные рельефа местности, полученные японским оборудованием ASTER.

GDEM содержит блоки с регулярной высотной сеткой, охватывающих 1° широты и долготы. Разрешение блоков составляет 1", по высоте – 1 м. GDEM охватывает 99% поверхности Земли: от 83° ю.ш. до 83° с.ш. Несмотря на указанные характеристики, для разных территорий максимальное разрешение данных может меняться от 15 до 90 м. Также возможно появление артефактов и искажений, которые заметны в сравнении с данными SRTM.

На рис. 1 приведены фрагменты рельефа и контура Братского водохранилища, построенные на основе данных SRTM и GDEM. Из рисунков видно, что, несмотря на более высокое разрешение, GDEM содержат значительный “шум” для данной территории. По оценкам NASA, в горной местности данные GDEM более точны, чем SRTM. В 2011 г. вышла улучшенная 2-я версия данных GDEM, в которых сокращено количество артефактов и шумов.

#### 2) Данные речной сети

2.1) SWBD (SRTM Water Body Data) – дополняющие данные SRTM отдельные слои по водным объектам в виде шейп-файлов (shapefile) – распространенного векторного формата описания географических файлов и геометрических объектов. Данные SWBD, полученные в результате обработки SRTM, включают координаты береговых линий рек, озёр и водохранилищ. Так как эти слои рассчитывались автоматически по специальным алгоритмам, для некоторой территории возможны ошибки, например, несуществующие озёра на равнинной местности.

2.2) GSHHG (Global Self-consistent, Hierarchical, High-resolution Geography Database) – открытая глобальная база данных береговых линий высокого разрешения. Она получена на основе объединения двух баз: WVS (World Vector Shorelines), содержащей векторные данные по береговым линиям, и WDBII (CIA World Data Bank II), включающей данные по водным объектам.

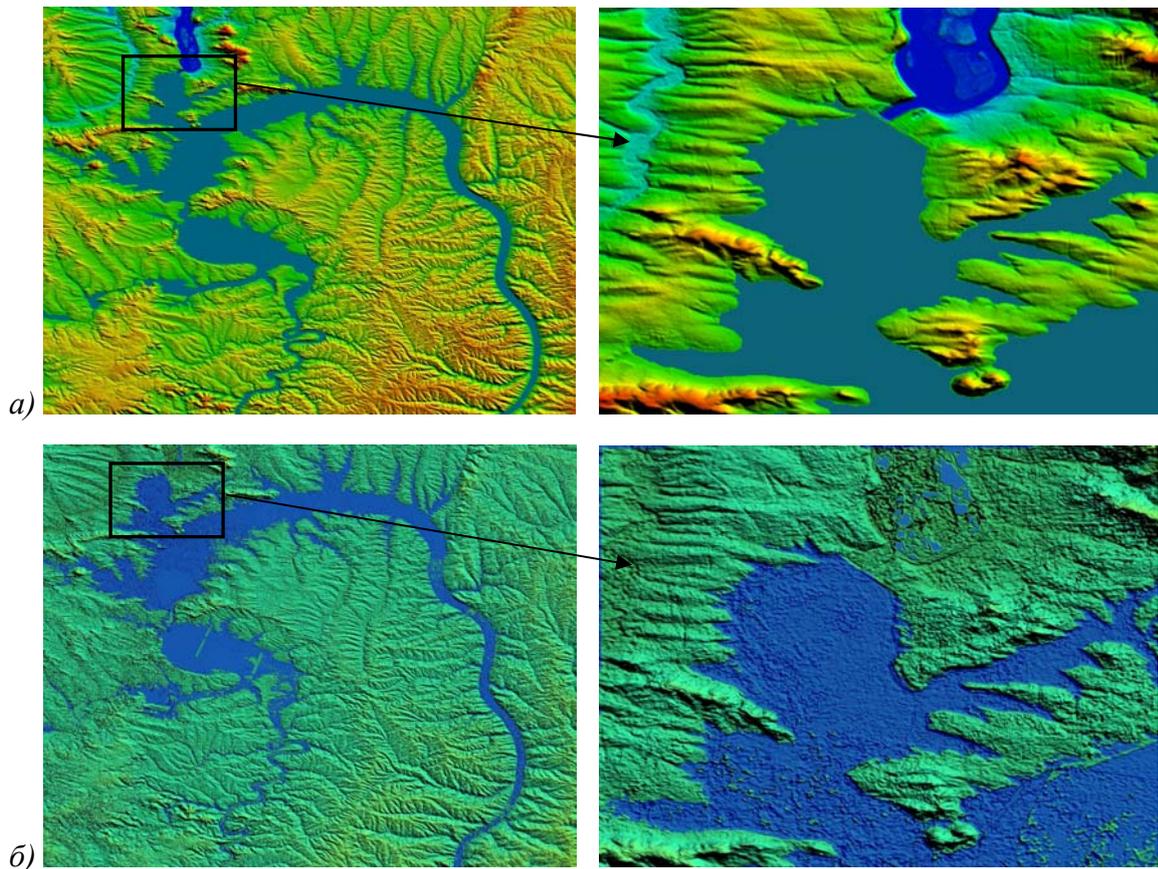


Рис. 1. Моделирование Братского водохранилища и створа ГЭС на основе данных SRTM (а) и GDEM (б)

GSHHG содержит 4 уровня векторных данных в виде замкнутых полигонов: граница между сушей и океаном (L1); озером и сушей (L2); островом и озером (L3); озером внутри острова и островом (L4). Доступны 5 вариантов разрешения с различными уровнями детализации: от “сырого” до максимального. В качестве примера на рис. 2 приведен фрагмент речной сети Братского водохранилища, полученный на основе данных GSHHG при низком уровне детализации.

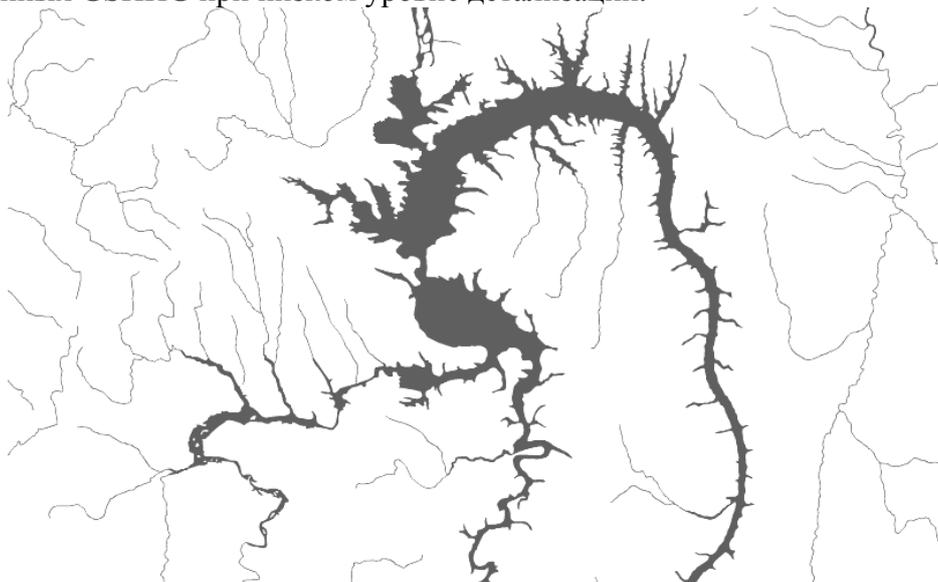


Рис. 2. Моделирование речной сети Братского водохранилища на основе данных GSHHG

### 3) Данные площадей водосбора

GDBD (Global Drainage Basin Database) – глобальная база данных бассейнов водосбора, полученная на основе обработки данных SRTM с включением различной топографической и гидрологической информации. База разработана в Японии в Центре глобального исследования окружающей среды CGER (Center for Global Environmental Research).

База GDBD включает координаты границ бассейнов водосбора, речной сети, озёр, водохранилищ и использует следующие глобальные данные по водным ресурсам:

- глобальная топографическая база данных по направлению потоков, водосборных бассейнов и дополнительных гидрологических слоёв (HYDRO1K);
- данные по озёрам, болотам, водохранилищам от Всемирного фонда дикой природы (GLWD - The Global Lakes and Wetlands Database);
- данные с направлением водотока для всего земного шара с разрешением 30' (DDM30 - The Global Drainage Direction Map);
- крупномасштабные данные орошаемых территорий с разрешением 5' (GMIA - The Global Map of Irrigated Areas);
- данные по стоку из различных водопостов (GRDC - Global Runoff Data Centre).

На рис. 3 приведены контуры бассейнов водосбора в районе Братского водохранилища, построенных на основе данных GDBD и совмещённых с рельефом SRTM. Как видно из рисунка, данные содержат множество фрагментированных частей из бассейнов рек, которые могут быть полезны при оценке бокового притока в водохранилище. Для формирования цельной границы бассейна водосбора необходима дополнительная обработка данных с выбором и объединением контуров.

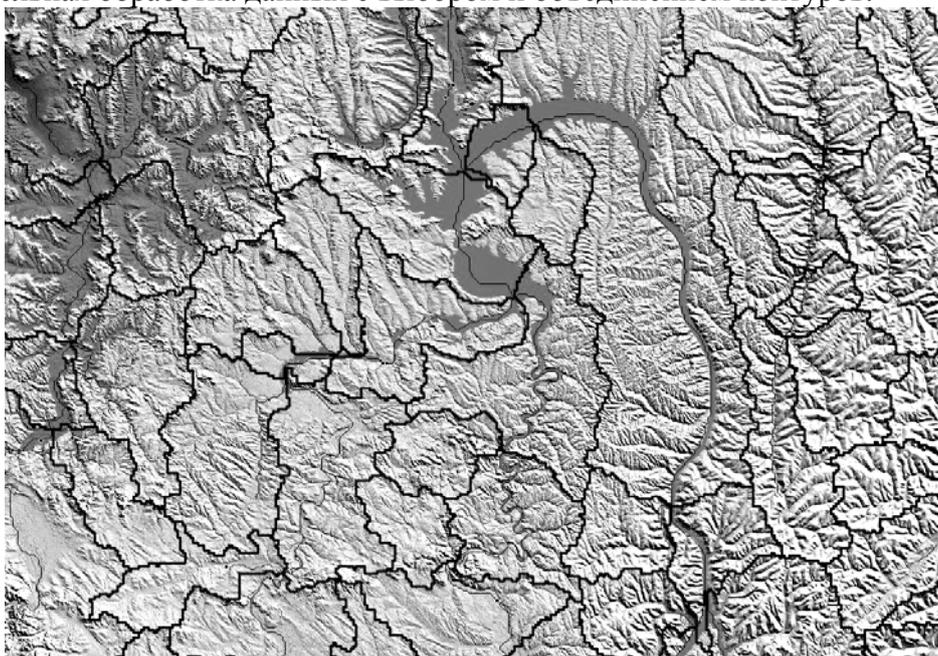


Рис. 3. Моделирование контуров бассейнов водосбора Братского водохранилища на основе данных GDBD и SRTM

### 4) Векторные и растровые данные ГИС-сервисов

OpenStreetMap – картографический проект по созданию свободной географической карты мира с веб-сервисом для просмотра и совместного редактирования карт. Проект охватывает поверхность всего земного шара и содержит открытую базу данных, включающую различные объекты на земной поверхности (береговые линии, реки, города, дороги и др.).

На основе накопленных данных OpenStreetMap созданы различные внешние сервисы. Например, интернет-порталом GIS-Lab (gis-lab.info) регулярно проводятся сборки данных в различных векторных форматах (shape, IMG, XML). Сборки представляют собой совокупность слоёв, разбитых в соответствии с административным делением России и других стран.

SAS.Planet – проект, в котором собраны и регулярно обновляются ссылки для загрузки данных из различных ГИС-сервисов (более 50). В программе реализованы возможности для совмещения слоёв из различных источников, что позволяет, например, совместить спутниковые снимки Yandex и Google.

### **Компонент оценки гидроэнергетического потенциала**

В ИСЭМ СО РАН разрабатывается пакет программных компонентов для предварительного проектирования и анализа гидроэнергетических схем [5-6], включающий поддержку выбора эффективных створов ГЭС и формирование уточненных показателей притока воды для различных сезонов и периодов.

Система включает следующие основные элементы:

- базу данных территориального распределения функционирующих, проектируемых и потенциальных ГЭС с характеристиками водохранилищ;
- базу данных по статистике расходов рек;
- набор программных компонентов по уточнению показателей расходов участков рек с использованием гидрометеорологических данных по бассейнам их водосбора;
- компоненты оперативного уточнения створа ГЭС с расчетом зависимостей площади зеркала и объема водохранилища от уровня воды с оценками зон затопления;
- компоненты долгосрочного моделирования ГП ГЭС и каскадов на основе прогностических вероятностных распределений притока воды в водохранилища.

Для уточнения характеристик потенциальной ГЭС проводятся следующие этапы моделирования:

1. Выбор створа потенциальной ГЭС на реке с помощью визуализации карты местности высокого разрешения;
2. Определение высоты, эффективного напора, минимальной длины плотины для выбранного створа;
3. Моделирование потенциального водохранилища с определением границ зон затопления и определением основных его характеристик (УМО, НПУ, ФПУ);
4. Построение границ бассейна водосбора для выбранного створа ГЭС в согласовании с другими бассейнами и определением склонов рельефа;
5. Формирование зависимостей объема водохранилища от высоты уровня воды в верхнем бьефе ГЭС и высоты уровня воды в нижнем бьефе ГЭС в зависимости от расхода через ее створы;
6. Предварительная оценка режимов ГЭС для различных сезонов и разной обеспеченности притока.

Оценка ГП ГЭС осуществляется на основе формул мощности и выработки электроэнергии для отдельной ГЭС:

$$N(t) = 9.81 \cdot \eta \cdot Q(t) \cdot H(t), \quad W(t_0, T) = \int_{t_0}^T N(t) \cdot dt, \quad (1)$$

где  $\eta$  – КПД,  $Q(t)$  – расход воды,  $H(t)$  – напор,  $W(t_0, T)$  – выработка электроэнергии отдельной ГЭС для заданного периода времени. Эффективный напор  $H(t)$  определяется выбранным створом ГЭС и допустимыми режимами сработки водохранилища. КПД  $\eta$  зависит от типа оборудования станции.

Определить боковой приток между заданными створами, как за прошедшие годы, так и на перспективу, позволяет разработанная система ГеоГИПСАР [7], в которой реализованы различные методики обработки глобальных климатических моделей. Основой для построения модели стока является информация о бассейнах водосбора рек и водохранилищ, требующих уточнения при выборе створа ГЭС.

### Компонент оценки бассейнов водосбора рек

На основе обработки множества ГИС-данных по рельефу местности разного разрешения разработаны программные компоненты для исследования бассейнов водосбора отдельных створов рек. Границы бассейна определяются как автоматически по цифровому рельефу с использованием специально разработанного алгоритма, так и в интерактивном режиме через указание входящих в бассейн рек. С помощью процедур объединения и декомпозиции формируются необходимые конфигурации бассейнов для дальнейшего формирования величины стока.

Для определения бассейнов водосбора применяется следующий подход (рис. 4):

- 1) на сетке рельефа отмечается речная сеть в виде ломаных линий;
- 2) выбирается река, для каждой её точки на сетке от истока к устью проводится подъём по максимальному уклону рельефа для левого и правого берега; полученные точки-вершины каждого берега соединяются ломаными линиями;
- 3) для каждой точки построенных ломаных линий-вершин проводится спуск по максимальному уклону; если точка, полученная в результате спуска, лежит в области выбранной реки, то она принадлежит бассейну водосбора данной реки, иначе – принадлежит водораздельной линии (является границей соседнего бассейна);
- 4) после проверки всех точек реки от истока к устью формируются водораздельные линии, проверяются следующие участки выше и ниже выбранной реки.

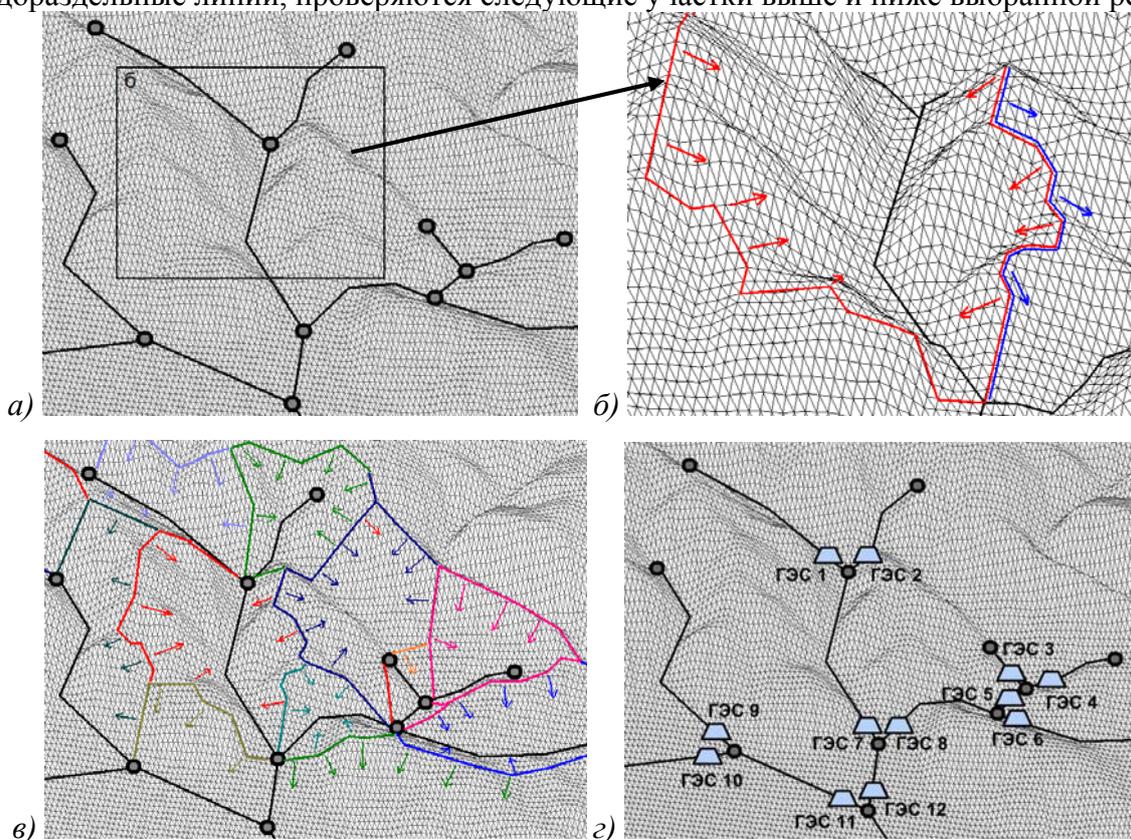


Рис. 4. Построение водораздельных линий и потенциальных ГЭС: а) исходный рельеф с графом речной сети, б) водораздельные линии выбранной реки, в) полученные границы бассейнов водосбора рек, г) расположение потенциальных ГЭС

ГЭС размещаются автоматически в зависимости от параметров: ограничения по площади затопления, максимальной высоты или длины плотины и др. Например, створы ГЭС можно расположить рядом с устьями рек (рис. 4з), что позволяет оценить потенциальную энергию всего водотока. Данный подход позволяет исследовать различные схемы использования гидроресурсов в зависимости от параметров ГЭС и водохранилищ с учётом разных форм рельефа и показателей притока воды.

## **Заключение**

Необходимость оперативной оценки ГП России вызвана изменениями как показателей притоков, так и правил регулирования водохранилищ и экологических требований к поддержанию их уровенных режимов. Рассмотренные компоненты и данные является частью разрабатываемой комплексной ГИС по анализу использования и освоения ГП всей страны, которая обеспечит необходимой информацией по схемам развития гидроэнергетики на перспективу.

## **Литература**

1. Новоженин В.Д., Тулянкин С.В. Гидроэнергетика России // Гидротехническое строительство, 2016. – №1. – С.2-7.
2. Львовский В.А., Румянцев В.Н. Об изученности гидроэнергетического потенциала рек России // Гидротехническое строительство, 2012. – №8. – С.11-14.
3. Савельев В.А. Современные проблемы и будущее гидроэнергетики Сибири. – Новосибирск: Наука, 2000. – 200 с.
4. Ерахтин Б.М., Ерахтин В.М. Строительство гидроэлектростанций в России. Учебно-справочное пособие для вузов и инженеров гидростроителей. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2007. – 732 с.
5. Абасов Н.В., Осипчук Е.Н., Бережных Т.В. Моделирование потенциальных гидроэнергоресурсов Сибири и Дальнего Востока // Сб. статей всероссийской конф. «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. С.479-483.
6. Абасов Н.В., Осипчук Е.Н. Подход к созданию системы моделирования гидроэнергетического потенциала проектируемых ГЭС // Труды XV Байкальской Всерос. конф. "Информационные и математические технологии в науке и управлении". Т.1. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010. С. 92-99.
7. Абасов Н.В. Система долгосрочного прогнозирования и анализа природообусловленных факторов энергетики ГеоГИПСАР // Мат. межд. совещания APN (MAIRS/NEESP/SIRS) "Экстремальные проявления глобального изменения климата на территории Северной Азии": Enviromis-2012. С.63-66.

## **ОЦЕНКА СРАВНИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТОВ ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕГИОНА: МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД И РЕЗУЛЬТАТЫ**

К.С. Смирнов

### **Введение**

Исследование развития российской электроэнергетики во взаимосвязи (с учетом кооперации) со странами Северо-Восточной Азии, а также оценка эффективности российских экспортных электростанций, как правило, рассматривает долгосрочный период (20-30 лет). Для этого периода характерна значительная неопределенность будущих условий развития (стоимость кВт мощности на различных электростанциях, цена топлива, уровни электропотребления и т.д.). В этих условиях принятие того или иного решения подвержено риску, поэтому задача минимизации рисков, изучения различных факторов, влияющих на устойчивость принимаемых решений в рассматриваемых условиях, является весьма актуальной.

Теоретические и практические вопросы в области исследования эффективности экспорта электроэнергии и создания межгосударственных электрических связей рассматривались в работах отечественных ученых: Л.С. Беляева [1], С.В. Подковальникова, В.А. Савельева, И.М. Волькенау [2], Л.Д. Хабачева [2, 3], Н.И. Воропая, В.В. Ершевича, Ю.Н. Руденко [4] и др. К данной проблеме проявляли интерес и зарубежные ученые: J.Y. Yoon, D.W. Park [5], К.Н. Chung, В.Н. Kim [6], и др.

Исследованию энергетических проблем в условиях неоднозначности исходной информации посвящены работы Л.А. Мелентьева [7–9], А.А. Макарова [9–12], Л.С. Беляева [1, 13–15], А.Н. Зейлигера [2, 3], Б.Г. Санеева [16, 17], Ю.Д. Кононова [11, 18] В.А. Смирнова [19], Л.М. Шевчук [20], С.А. Смоляк [21] и др.

Вопросу исследования эффективности экспортных электростанций посвящено много работ, в то же время в этих работах недостаточно уделено внимание учету влияния неопределенности предстоящих условий развития на принятие решения.

Предлагаемый автором методический подход (рис. 1) позволяет произвести оценку сравнительной эффективности вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона. При этом *в качестве неопределенных внешних условий развития электроэнергетической системы региона в работе рассматриваются: уровни электропотребления и цены на топливо для электростанций.* Применение этого подхода апробировано при выборе наиболее предпочтительного проекта для экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай.

### **Описание методического подхода**

Реализация методического подхода предполагает поочередное выполнение следующих шагов (рис. 1):

1. Построение оптимизационной модели развития электроэнергетической системы региона с поочередным включением в нее рассматриваемых проектов сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи в регионе.



Рис. 1. Принципиальная схема методического подхода для оценки сравнительной эффективности вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона

2. Имитация внешних условий ( $C^n$ ) развития электроэнергетической системы региона; при этом принимается, что неопределенность внешних условий задается приближенно, с оценкой только нижней и верхней границы их возможного диапазона изменения (низкие и высокие прогнозируемые уровни электропотребления в регионе, низкие и высокие цены на топливо для электростанций).

3. Выявление (с помощью оптимизационной модели) оптимальных вариантов развития электроэнергетической системы региона при рассмотренных внешних условиях  $C^n$  и проектах  $X_r^g$  сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи;

Это позволяет:

а) определить для каждого рассмотренного проекта  $X_r^g$  ( $r \in \overline{1, R}$ ) сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи оптимальный состав энергетических объектов  $X_r$  ( $X_r^g \in X_r$ ) развития электроэнергетической системы региона, необходимый для ее приспособления к различным внешним условиям  $C^n$  ( $n \in \overline{1, N}$ ).

б) получить значения связанных с этим суммарных приведенных затрат ( $\phi_r^n$ ) на развитие электроэнергетики региона.

4. Построение платежной матрицы затрат (табл. 1), что позволяет дать экономическую оценку выявленных вариантов  $X_r$  развития электроэнергетической системы региона и, соответствующих им проектов  $X_r^3$  сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи.

Таблица 1

Платежная матрица затрат на развитие и адаптацию электроэнергетической системы региона

Варианты развития ЭЭС	Условия развития ЭЭС					
	$C^1$	$C^2$	$C^3$	$C^n$	-	$C^N$
$X_1$	$F_1^1$	$F_1^2$	$F_1^3$	$F_1^n$	-	$F_1^N$
$X_2$	$F_2^1$	$F_2^2$	$F_2^3$	$F_2^n$	-	$F_2^N$
$X_r$	$F_r^1$	$F_r^2$	$F_r^3$	$F_r^n$	-	$F_r^N$
-	-	-	-	-	-	-
$X_R$	$F_R^1$	$F_R^2$	$F_R^3$	$F_R^n$	-	$F_R^N$

В общем виде показатель платежной матрицы  $F_r^n$  определяется разницей в суммарных приведенных затратах, которая может иметь электроэнергетика региона при рассмотренных внешних условиях ее развития ( $C^n$ ) при наличии ( $\Phi_r^n$ ) и отсутствии ( $\bar{\Phi}_r^n$ ) проектов сооружения экспортных электростанций в регионе:

$$F_r^n = \Phi_r^n - \bar{\Phi}_r^n$$

5. Выбор предпочтительных вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в регионе с применением критериев теории игр. Для этого предлагается применение двух критериев [9]:

- Критерий Лапласа (среднего риска), который учитывает все условия развития системы и рекомендует к реализации проект, обеспечивающий наименьшие затраты в среднем

$$Z_r = \min_i \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N F_i^n, \quad i = 1, 2, \dots, R, \quad n = 1, 2, \dots, N.$$

- Критерий Сэвиджа (минимаксного риска), позволяющий застраховаться от наиболее неблагоприятных условий

$$Z_r = \min_i \max_n F_i^n, \quad i = 1, 2, \dots, R, \quad n = 1, 2, \dots, N,$$

где:  $N$  - число внешних условий развития электроэнергетической системы региона.  $R$  - количество возможных проектов сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи в регионе.

## Результаты исследования

В соответствии с предложенным в работе методическим подходом (рис. 1) ниже дается оценка сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в Китай в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона (Восточная Сибирь).

1. Рассматриваются четыре возможных варианта сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи, которые поочередно вписываются в модель развития электроэнергетической системы региона:

Вариант 1 – Ковыктинская КЭС на газе на юге Иркутской области;

Вариант 2 – КЭС на канско-ачинском угле (КАУ) в Красноярском крае;

Вариант 3 – КЭС на угле в Республике Бурятия и Забайкальском крае (Олонь-Шибирская КЭС; Новая Харанорская КЭС) [22];

Вариант 4 – КЭС на мугунском угле в Иркутской области.

Основные технико-экономические показатели экспортных электростанций и линий электропередачи приведены в табл. 2

Таблица 2

Технико-экономические показатели экспортных электростанций и линий электропередачи

Показатели	Варианты				
	1	2	3		4
	Ковыктинская КЭС	КЭС на КАУ	Олонь-Шибирская КЭС	Новая-Харанорская КЭС	Мугунская КЭС
<i>Электростанции</i>					
Установленная мощность, млн. кВт	3,2	3,2	2,4	0,8	3,3
Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	20,8	20,8	14,4	4,8	21,5
Удельный расход топлива, г у.т./кВт·ч	222	276	276	276	276
Вид топлива	газ	уголь бурый	уголь каменный	уголь бурый	уголь бурый
Удельные капиталовложения*, дол./кВт	1000	1600	1500	1600	1600
<i>ЛЭП</i>					
Тип ЛЭП	±500 кВ	±500 кВ	±500 кВ		±500 кВ
Пропускная способность одной цепи, ГВт	3,2	3,2	3,2		3,2
Количество цепей, шт.	1	1	1		1
Длина трассы, км	1100	1860	380		1100
Удельные капвложения в линейную часть, тыс.дол./км	600	600	600		600
Количество подстанций, шт	2	2	2		2
Удельные капвложения в подстанцию, млн.дол./шт.	100	100	100		100

Примечание:\* - здесь и далее в ценах 2010 г.

Для оценки эффективности вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи предлагается разработанная автором статическая, оптимизационная, многоузловая модель развития электроэнергетики Восточной Сибири (рис. 2). В реализованной версии модели временной срез охватывает период с 2010 г. по 2030 г.

Территориальный срез модели описывает электроэнергетику Восточной Сибири в разрезе 6 региональных энергосистем (РЭС): Хакасская, Тывинская, Красноярская, Иркутская, Бурятская и Читинская.

При описании условий развития электроэнергетики региона основными искомыми переменными модели являются:

- установленные мощности действующих и новых электростанций; рассматриваемых в регионе;
- энергетические режимы использования установленной мощности электростанций в годовом балансе электроэнергии на рассматриваемом временном этапе;
- объёмы передачи мощности в час максимума нагрузки и годовые объёмы перетоков электроэнергии между региональными энергосистемами, по действующим и новым линиям электропередачи.

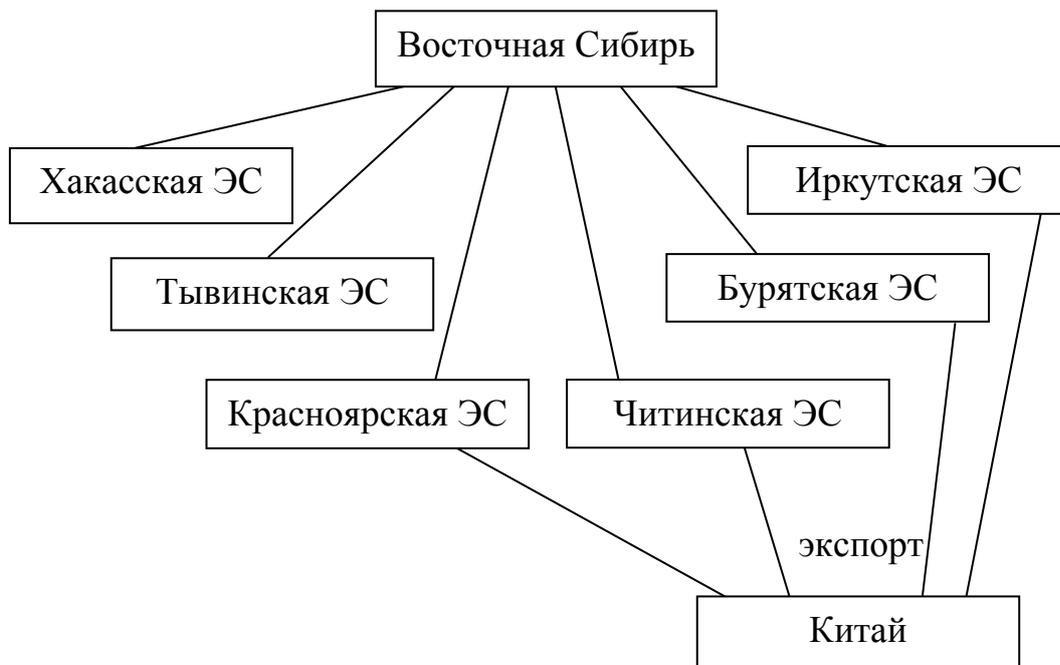


Рис. 2. Территориальная структура оптимизационной модели развития электроэнергетики Восточной Сибири

При этом на рассматриваемом этапе задаются:

- переменные, описывающие установленные мощности действующих электростанций ограничиваются сверху величиной их установленной мощности с учетом демонтажа оборудования;

- переменные, описывающие установленные мощности новых электростанций, могут ограничиваться как сверху, исходя из прогнозируемых возможностей внедрения новых технологий или предельной мощности электростанций (например ГЭС, ВИЭ) в рассматриваемой энергосистеме, так и снизу (для строящегося или определившегося состава электростанций);

- переменные, описывающие межсистемные связи, ограничиваются сверху величиной предельной пропускной способностью рассматриваемых линий электропередачи.

Учет в модели межсистемных электрических связей позволяет: передавать электроэнергию из РЭС, более обеспеченных энергетическими ресурсами, в РЭС менее обеспеченные; выработать требования к пропускной способности межсистемных электрических связей и поставкам на экспорт электроэнергии из региона.

Функционал модели описывает минимум суммарных приведенных затрат на развитие электроэнергетики региона в целом за рассматриваемый расчетный период.

Размерность модели развития электроэнергетики региона составляет 174 переменных и 111 уравнений.

2. Расчеты проводились для четырех возможных вариантов сочетаний внешних условий развития электроэнергетики Восточной Сибири: *низкие и высокие прогнозируемые уровни электропотребления в регионе (195-245 млрд кВт·ч), низкие и высокие цены на топливо (газ, уголь) для электростанций*. Прогнозируемые цены на топливо для электростанций по региональным энергосистемам (РЭС) Восточной Сибири приведены в табл. 3.

Объем экспорта изначально был задан в размере 16 млрд кВт·ч. Это зависит от пропускной способности ЛЭП (3,2 ГВт) и числа часов работы (5000).

Таблица 3

Прогнозируемые цены\* на газ и уголь в Восточной Сибири в 2030 г.,  
дол./т у.т.

РЭС	Газ		Уголь	
	Низкие цены	Высокие цены	Низкие цены	Высокие цены
Хакасская, Тывинская	-	-	40	55
Красноярская	115	150	40	55
Иркутская	115	155	45	60
Бурятская, Читинская	-	-	55	75

\* без учета инфляции

3. Расчеты на оптимизационной модели позволили для каждого варианта сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи и при рассмотренных внешних условиях определить оптимальный состав энергетических объектов развития электроэнергетики Восточной Сибири и связанные с этим суммарные затраты.

Исследования показали, что в зависимости от внешних условий, сооружение экспортной электростанции может привести к изменению структуры производства электроэнергии на электростанциях региона и перетокам электроэнергии в регионе. В результате, либо электроэнергетическая система региона будет отдавать свои избытки электроэнергии на экспорт, либо экспортные электростанции – свои избытки в систему.

Принципиальная схема перетоков электроэнергии между региональными энергосистемами Восточной Сибири *без сооружения экспортной электростанции* приведена на рис.3, *при сооружении Ковыктинской экспортной электростанции* - на рис.4.

Сооружение экспортной Ковыктинской электростанции в Иркутской энергосистеме при низких уровнях электропотребления и низких ценах на топливо, позволяет в полной мере обеспечить экспорт электроэнергии до границы Китая, и при этом снизить переток (из Красноярской энергосистемы) электроэнергии и мощности на 4,8 млрд. кВт.ч и 1 ГВт соответственно.

4. Далее в соответствии с предлагаемым методическим подходом строится платежная матрица затрат (табл. 4).

В качестве коэффициентов платежной матрицы выступают показатели, полученные, как разница суммарных приведенных затрат на развитие электроэнергетики региона с учетом и без учета экспорта.

Таблица 4

Матрица значений приведенных затрат (платежная матрица) на развитие электроэнергетики (ЭЭС) Восточной Сибири, млн. дол.

Варианты развития ЭЭС	Условия развития ЭЭС				Критерии*	
	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	Лапласа	Сэвиджа
X <sub>1</sub>	719	767	928	1084	875	1084
X <sub>2</sub>	988	1021	1013	1078	1025	1078
X <sub>3</sub>	1159	1225	1153	1226	1191	1226
X <sub>4</sub>	775	720	990	1059	886	1059

\* в столбце отмечен лучший вариант по соответствующему критерию

X<sub>1</sub>, X<sub>2</sub>, X<sub>3</sub>, X<sub>4</sub> – варианты развития электроэнергетической системы Восточной Сибири при соответствующих вариантах сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи (Вариант 1, Вариант 2, Вариант 3, Вариант 4).

- C<sub>1</sub> - низкие уровни электропотребления, низкие цены на топливо;
- C<sub>2</sub> - низкие уровни электропотребления, высокие цены на топливо;
- C<sub>3</sub> - высокие уровни электропотребления, низкие цены на топливо;
- C<sub>4</sub> - высокие уровни электропотребления, высокие цены на топливо.

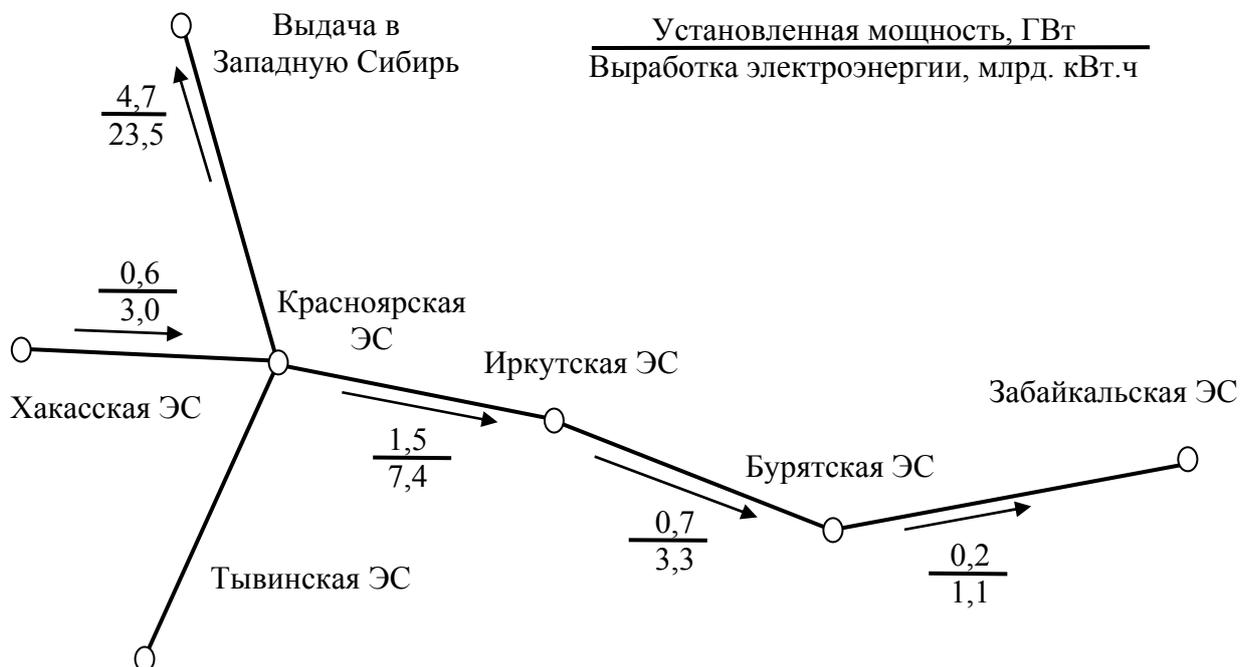


Рис. 3. Принципиальная схема перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири без сооружения экспортной электростанции

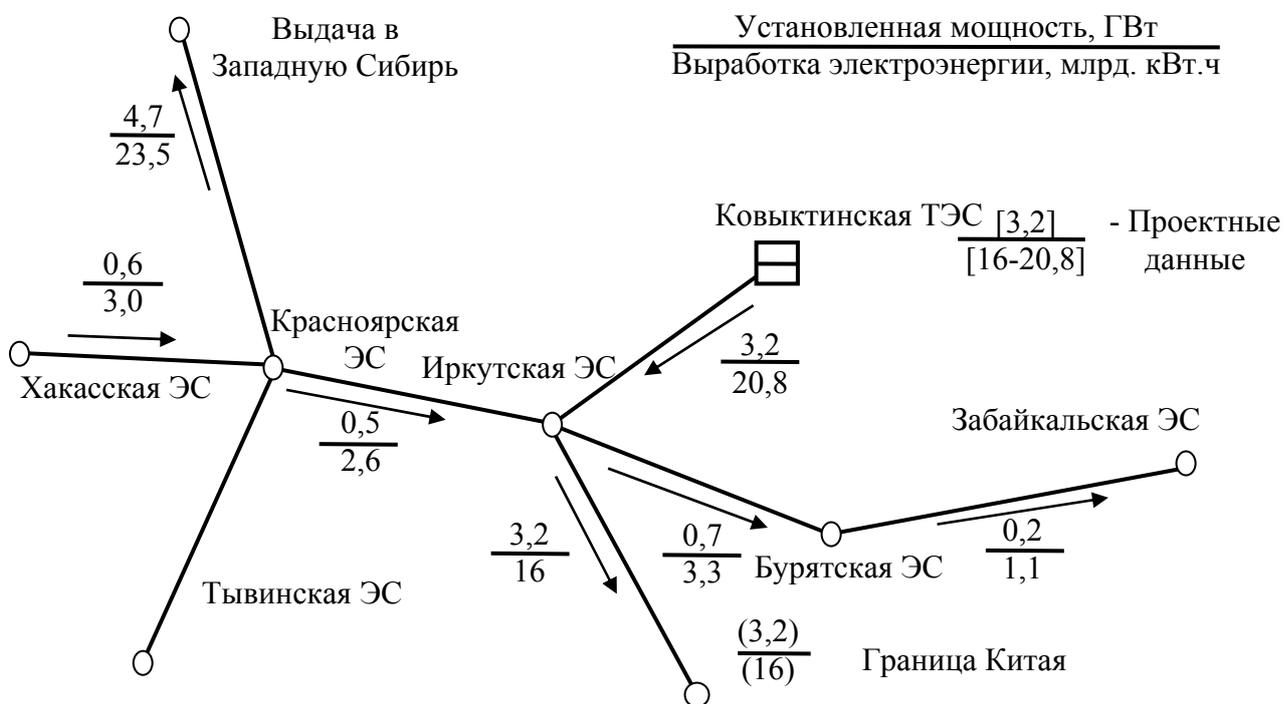


Рис. 4. Принципиальная схема перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении Ковыктинской экспортной электростанции

5. На основании полученной платежной матрицы производится выбор вариантов сооружения экспортных электростанций, наиболее предпочтительных с точки зрения принятых в работе критериев теории игр (Лапласа, Сэвиджа).

Исследования показали, совместное применение формальных критериев теории игр позволяет выявить два варианта сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи (табл. 4), которые с точки зрения применяемых критериев можно считать равноэкономичными. В данном случае наиболее предпочтительными являются: по критерию Лапласа - *вариант 1*, предполагающий в качестве экспортной электростанции сооружение Ковыктинской КЭС на газе, по критерию Сэвиджа - *вариант 4* - при сооружении Мугунской КЭС на угле.

Полученные в результате расчетов на оптимизационной модели прогнозируемые тарифы на электроэнергию, как двойственные оценки задачи линейного программирования [9] по региональным энергосистемам Восточной Сибири и при ее поставках на экспорт в Китай, приведены в таблице 5.

Таблица 5  
Тарифы на электроэнергию в энергосистемах Восточной Сибири  
при сооружениях экспортных электростанций, ц/кВт·ч

Энергосистема	Тариф*
Тывинская	4,29-5,28
Хакасская	4,08-5,34
Красноярская	4,21-5,21
Иркутская	4,37-5,05
Бурятская	4,44-5,11
Забайкальская	4,52-5,19
Экспорт	5,8-6,48

\* - левая граница диапазона соответствует тарифу при сооружении Ковыктинской КЭС, правая граница при сооружении Мугунской КЭС

## Выводы

1. Разработан методический подход для оценки сравнительной эффективности вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона.

2. В соответствии с разработанным автором методическим подходом представлена оценка эффективности вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в Восточной Сибири для экспорта электроэнергии в Китай.

3. Даны рекомендации по выбору наиболее предпочтительных вариантов сооружения экспортно-ориентированной электростанции и линии электропередачи для экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай: КЭС на ковыктинском газе и КЭС на мугунском угле.

## Литература

1. Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. Новосибирск: Наука, 2008.–239 с.
2. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. -М.: Энергия, 1981. - 320 с.
3. Зейлигер А. Н., Малкин П.А., Хабачев Л.Д. Вопросы обоснования развития межрегиональных и межгосударственных сетевых связей //Энергетическое строительство. - 1994. - № 3. - С. 2-4.

4. Воропай Н.И., Ершевич В.В., Руденко Ю.Н. Развитие межнациональных энергообъединений - путь к созданию мировой электроэнергетической системы. - Иркутск, 1995 - 28 с. - (препринт СЭИ СО РАН, 1995; № 10).
5. Yoon J.Y., Park D.W. Economic Analysis Methodology of Power System Interconnections considering conventional economic benefits and environmental effects URL: [http://www.icee-con.org/papers/2002/papers/Vol No.1/1\\_pso/ps050.pdf](http://www.icee-con.org/papers/2002/papers/Vol No.1/1_pso/ps050.pdf) (дата обращения: 10.10.12).
6. Chung K.-H., Kim B. H. Economic Feasibility on the Interconnected Electric Power Systems in North-East Asia URL: <http://www.jeet.or.kr/ltkpsweb/pub/pubfpfile.aspx?ppseq=367> (дата обращения: 25.09.12).
7. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. - 2-е изд., пере-раб. и доп. - М.: Наука, 1983. - 456 с.
8. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: Учеб.пособие. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.:Высш.школа, 1982. -319 с.
9. Макаров А. А., Мелентьев Л. А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства.– Новосибирск: Наука, 1973. – 276 с.
10. Методы и модели согласования иерархических решений // Под ред, А.А.Макарова - Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1979. - 240 с.
11. Иерархия моделей для управления развитием энергетики и методы согласования их решений / А.А. Макаров, Ю.Д. Кононов, Л.Д. Криворуцкий и др. - Иркутск: СЭИ СО РАН СССР, 1984. - 198 с.
12. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Макарова А.С.. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. – М.: ИНЭИ РАН, 2007. – 103 с., ил.11.
13. Исследование эффективности межгосударственных электрических связей в Северо-Восточной Азии с применением математического моделирования / Л.С.Беляев, В.А.Савельев, Л.Ю. Чудинова и др. // Изв.РАН. Энергетика. -2000. -№5.- С.55-65.
14. Беляев Л. С., Чудинова Л. Ю. Эффект объединения электроэнергетических систем с разными сезонами годового максимума нагрузки. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, – 2005. – 51 с. – Препринт №3
15. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др. / под ред. Л.С. Беляева, Ю.Н. Руденко – Новосибирск: Наука, – 1980, – 240 с.
16. Макарова А.С., Соколов А.Д., Санеев Б.Г. Метод согласования двухуровневой иерархии линейных моделей в условиях неопределенности. -В кн.: Иерархия в больших системах энергетики. -Иркутск: СЭИ СО РАН СССР, 1978.-Т.2.-С.173-191.
17. Санеев Б.Г. Энергетическая кооперация России и стран Северо-Восточной Азии // Регион: экономика и социология. - 2004.-№ 1. - С. 136-144.
18. Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю. оценка конкурентоспособности электростанций / Кононов Ю. Д., Кононов Д. Ю. // Электрические станции. - 2009. - № 6. - С. 22-26
19. Смирнов В.А. Проблемы повышения гибкости в энергетике. – М: Наука. – 1989.
20. Шевчук Л.М. Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний / Л.М. Шевчук, А.С. Лукьянов, А.А. Кудрявцев // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – № 2. – С. 52–64.
21. Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов в условиях риска и неопределенности (теория ожидаемого эффекта). - М.: Наука, 2002. – 182 с.
22. Лагерев А. В., Ханаева В. Н., Смирнов К. С. Приоритеты и перспективы развития электроэнергетики Восточной Сибири. // «Энергетик» №8, – 2011, – С. 2-7.

## **ЭЛЕМЕНТЫ ПРОЕКТА ИНТЕРНЕТ-СЕРВИСА «ESAS» НА ПРИМЕРЕ АНАЛИЗА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУРЦИИ**

И.Л. Трофимов

### **Введение**

В развитых странах доля электроэнергии в конечном потреблении по отношению к прямому использованию энергоресурсов постоянно увеличивается. Соответственно возрастает роль электроэнергетических систем (ЭЭС) на уровне страны и образование более крупных электроэнергетических объединений между странами [1]. Более детальная и точная информация об электроэнергетике каждого из узлов в объединенной энергосистеме (ОЭС) повышает качество расчетов при интеграции этого узла (страны) в рассматриваемой ОЭС. В статье приводится анализ текущего состояния электроэнергетики Турции, как одного из крупнейших узлов межгосударственного энергетического объединения (МГЭО) стран Кавказа и Малой Азии. Детально представлены генерирующие мощности электроэнергетики Турции, что лишь частично приводилось в общей работе [2]. Рассмотрены сбор и систематизация собранной информации, её обработка и представление в интерактивном Интернет-сервисе ЕСАС (Энергетический Статистико-Аналитический Сервис).

Процесс проведения анализа электроэнергетики Турции включает в себя 3 стадии:

1 стадия – Сбор и структурирование (систематизация) информации из различных источников. Проведен анализ открытых источников (турецких и американских). Накоплена исчерпывающая информация обо всех крупных электростанциях Турции.

2 стадия – Анализ специально подготовленной информации. Рассматриваются:

2.1. Динамика роста электрогенерации Турции. Приведены сравнительные графики роста и снижения электрогенерации ближайших стран-соседей.

2.2. Три основных энергоресурса страны (уголь, газ, гидроресурсы). Приведены сравнительные графики роста и снижения электрогенерации ближайших стран-соседей.

3 стадия – Представление результатов проведенного анализа в Интернет-сервисе ЕСАС, в виде слоев на интерактивных картах, сводных таблиц и графиков.

Основное направление разрабатываемого Интернет-сервиса – комплексная информационно-аналитическая поддержка научных исследований в области мировой электроэнергетики, на основе обработки статистических данных различных организаций, таких как ИЕА, ВР, Росстат, Евростат, StatsAmerica, IEEE и других.

### **1. Сбор и систематизация информации из открытых источников**

Сбор информации производился из нескольких открытых крупных источников. С основного турецкого статистического Интернет-ресурса было записано в БД около 500 гидроэлектростанций, более 200 газовых и около 100 угольных [3]. На сайте были доступны только названия электростанций, установленная мощность и область (провинция), где они расположены, но без географических координат.

Второй и третий крупные источники – два американских статистических Интернет-ресурса, которые содержат около 30% от общего количества турецких электро-

станций, но с указанием их точных координат и с ретроспективной ввода мощностей по каждому типу электростанций [4, 5]. Названия электростанций, приведенных в американской статистике, отличны от тех, что представлены в турецкой, при примерно схожих мощностях и провинциях, в которых они расположены.

Часть электростанций, которая была взята с американских ресурсов совмещена с информацией с турецкого ресурса, и загружена объектно-ориентированную БД.

В накапливаемой БД вся информация хранится в виде информационных объектов (которыми могут быть отдельные электростанции, ЭЭС, ОЭС, МГЭО, области и т.д.), их параметров, и сопутствующих им файлов (файлы со ссылками, описанием, медиа-файлы фото и видео объектов и прочее). Параметрами могут быть различные технико-экономические показатели, установленные мощности, географические координаты объектов, названия за разные годы и прочее.

Использование объектного хранения данных примечательно тем, что в нем приводится максимально исчерпывающее описание каждого объекта изучения, что исключает всякую возможность дублирования информации, создает полноту описания отдельного объекта для его подробного изучения, а также гарантирует достоверность агрегированной впоследствии (сводной) информации, полученной из этих данных [6].

После сбора и структурирования информации в БД, возникла задача верификации электростанций с разными названиями. Сначала была произведена сортировка и сравнение списков электростанций по убыванию их мощностей. Оставшиеся 20-30 крупных (более 100МВт) электростанций и их местоположение потребовалось искать отдельно, на разных турецких Интернет-ресурсах, и определять их точные координаты по космоснимкам (Google maps) вблизи провинций, названия которых были указаны для этих электростанций в статистике.

Собрав в БД точные географические координаты каждой крупной станции было полностью исключено возможное дублирование информации (координаты многих электростанций не были указаны ни на одном Интернет-ресурсе). В итоге накоплена актуальная (до 2015 года) исчерпывающая информация обо всех крупных электростанциях Турции.

На графиках, далее представленных в статье, показана ретроспектива ввода установленных мощностей для собранных электростанций.

## **2. Анализ специально подготовленной информации**

Только после того как накоплена исчерпывающая информация, все объекты верифицированы и записаны в объектную структуру, можно проводить дальнейшие исследования. Автором был проведен анализ текущего состояния и перспектив развития электроэнергетики Турции. Приведены сводные таблицы и графики установленных мощностей по всем типам электростанций страны за 35 лет.

Предварительный анализ типов установленных мощностей в узлах (странах) и темпов их развития в дальнейшем будет использоваться в модели ОРИРЭС, при расчетах сценариев развития различных МГЭО.

### **2.1. Динамика производства электроэнергии Турции и стран ее ближайших соседей**

После распада СССР в течение последних 25 лет существенно менялось соотношение объемов электрогенерации между странами соседями Турции. Если страны бывшего СССР демонстрировали снижение с последующей стабилизацией объемов электрогенерации, то крупнейшие страны Ближнего Востока и Турция показали устой-

чивый рост, рис. 1. Так доля Украины и Казахстана, составлявшая в 1990 году более 50% среди выбранных стран-соседей Турции, сократилась до 20%.

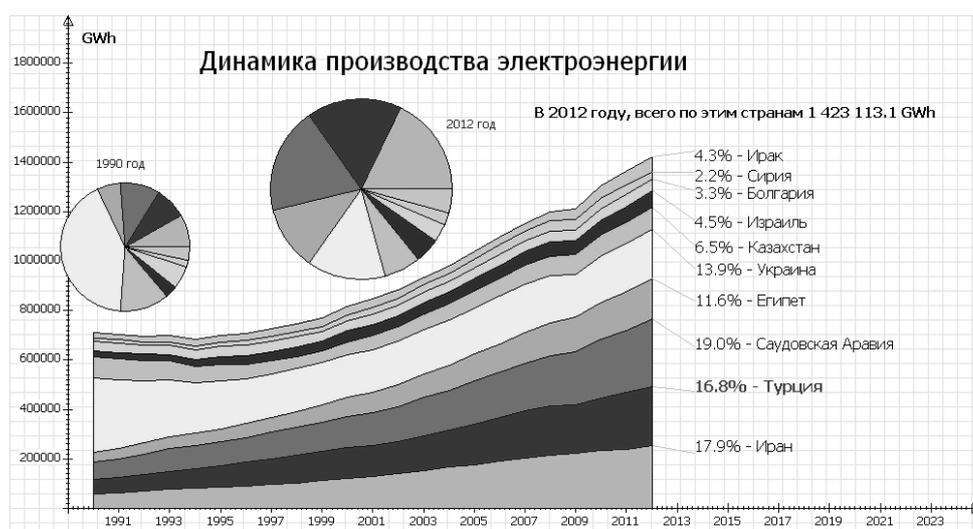


Рис. 1. Динамика производства электроэнергии – график

Изменение динамики производства электроэнергии стран из ближайшего окружения Турции можно также продемонстрировать несколькими фрагментами электронной карты с нанесенными объемами производства электроэнергии за разные годы, рис. 2.

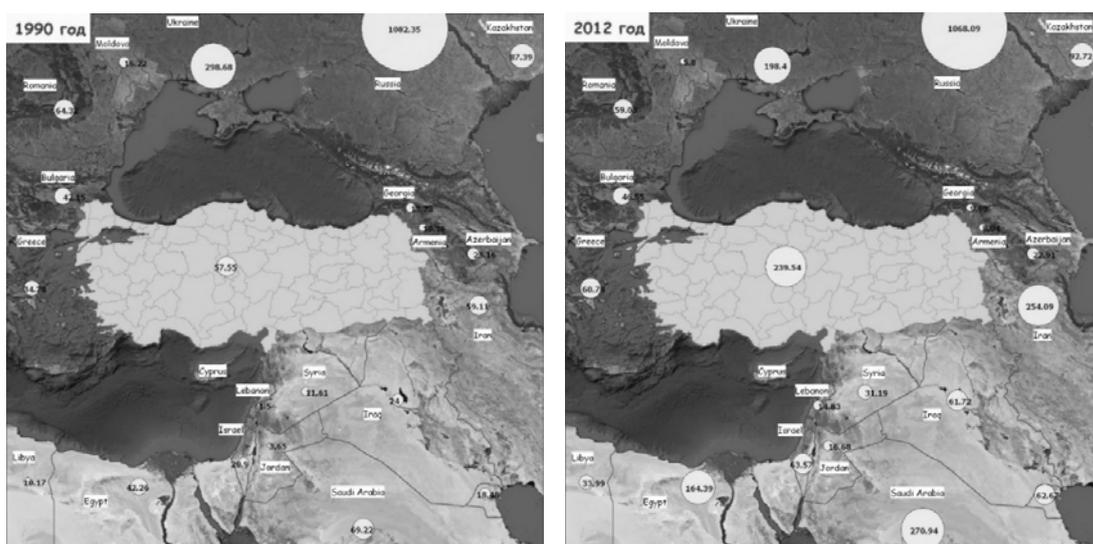


Рис. 2. Динамика производства электроэнергии – карта

Интерактивный электронный атлас (карта), как один из ключевых элементов интернет-сервиса ЕСАС позволяет увидеть процесс производства электроэнергии, в целом по региону, и качественно оценить динамику его изменения.

## 2.2. Основные виды энергоресурсов Турции

Для производства электроэнергии в Турции используется почти полный спектр энергоносителей. Исключением, пока является атомная энергия, однако ввод первой АЭС «Аккую» (4800 МВт) предполагается в 2020 году. Вторая АЭС «Синоп» (4800 МВт) – в 2023 году. По возобновляемым энергоресурсам можно отметить геотермаль-

ную энергию, солнечную и ветровую, суммарные мощности которых не превышают 5,5% от общего количества.

Основными энергоресурсами для турецкой электроэнергетики являются: уголь, газ и гидроресурсы. Электростанции на нефти и нефтепродуктах занимают относительно небольшую долю в электрогенерации. Мощности электростанций на нефтепродуктах в основном можно считать распределенными. На рис. 3. приведена структура генерируемых мощностей электростанций в ретроспективе с 1980 года.

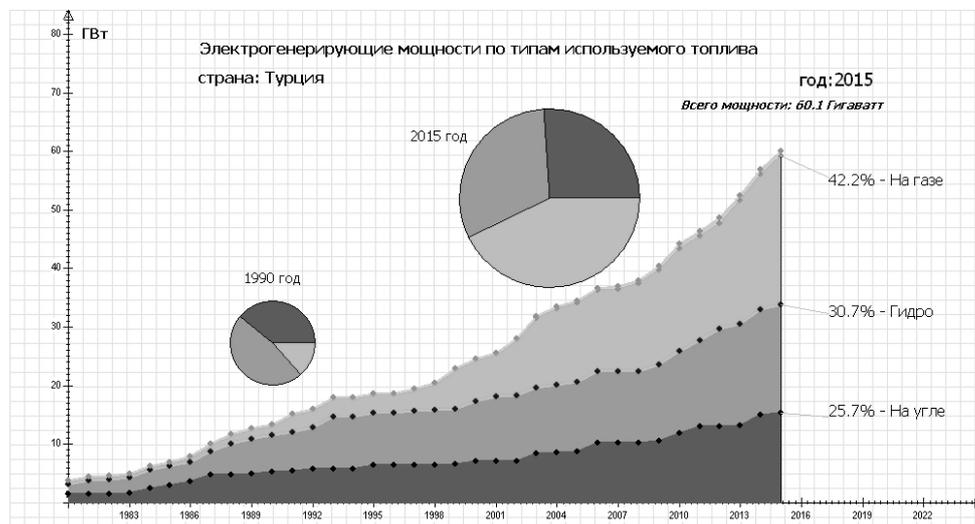


Рис. 3. Электрогенерирующие мощности по типам используемого топлива

### 2.3. Уголь

Уголь был и остается одним из основных видов топлива для электроэнергетики Турции. На его долю приходится 50% всех добываемых (производимых) в Турции энергоресурсов. Примерно четверть составляют возобновляемые гидроресурсы, геотермальная, солнечная и ветряная электроэнергия. На рис. 4. изображены графики производства и использования угля. Можно заметить, что все большая доля угля импортируется (Австралия, Колумбия, ЮАР, Россия), и при этом половина всего угля используется на производство электроэнергии.

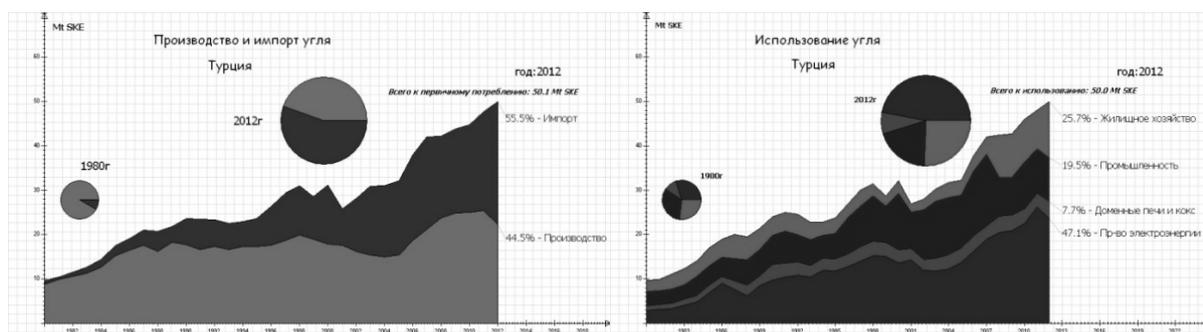


Рис. 4. Графики производства и использования угля

В настоящий момент в Турции около 36 крупных электростанций на угле, суммарной мощностью 15.4 ГВт

На рис. 5, отображающем страницу электронного атласа, показано месторасположение угольных электростанций и выведены значения установленных мощностей в ГВт за 2015 год.

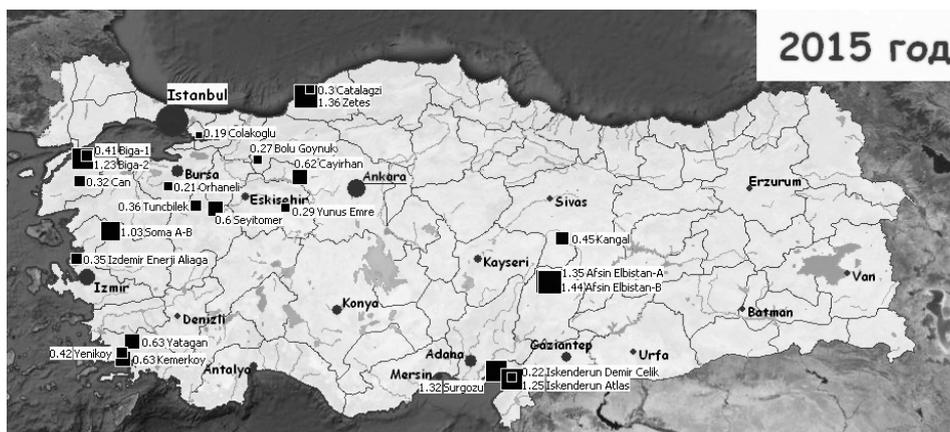


Рис. 5. Карта расположения угольных электростанций

В таблице 1 приведен список десяти крупнейших угольных электростанций.

Таблица 1

Крупнейшие угольные электростанции в Турции, ГВт

Электростанция	1980	1990	2000	2010	2015
Afsin Elbistan-B Coal Power Plant Turkey				1.44	1.44
Zetes Coal Power Plant Turkey				1.36	1.36
Afsin Elbistan-A Coal PowerPlant Turkey		1.35	1.35	1.35	1.35
Surgozu Coal Power Plant Turkey				1.32	1.32
Iskenderun Atlas					1.25
Biga-2 Coal Power Plant Turkey					1.23
Soma A-B Coal Power Plant Turkey	0.37	0.87	1.03	1.03	1.03
Kemer koy Coal Power Plant Turkey			0.63	0.63	0.63
Yatagan Coal Power Plant Turkey		0.63	0.63	0.63	0.63
...					
Cayirhan Coal Power Plant Turkey		0.30	0.62	0.62	0.62
Всего	1.52	5.20	7.01	11.86	15.42

График динамики ввода установленных мощностей показан на рис. 6. Из графика видно, что прирост новых мощностей, идет в основном за счет крупных электростанций более 1 ГВт.

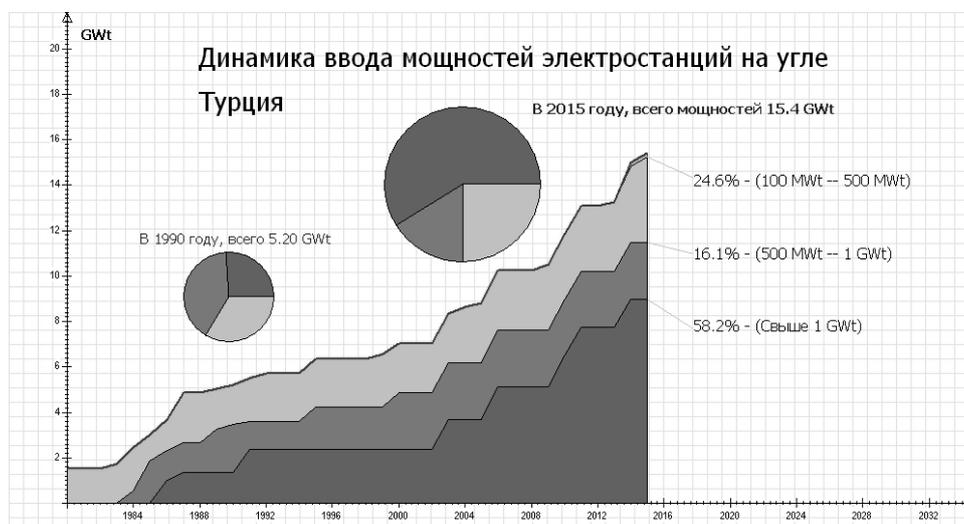


Рис. 6. Динамика ввода мощностей угольных электростанций

## 2.4. Газ

Газовая электроэнергетика одна из наиболее динамично развивающихся отраслей Турции. В настоящее время можно идентифицировать в Турции около 230 электростанций. Начиная с 2000 года наблюдается трехкратный рост электрогенерирующих мощностей на газе. Поскольку в Турции достаточно большое количество газовых электростанций, на рис. 7 изображена карта с агрегированными по провинциям установленными мощностями данных электростанций.

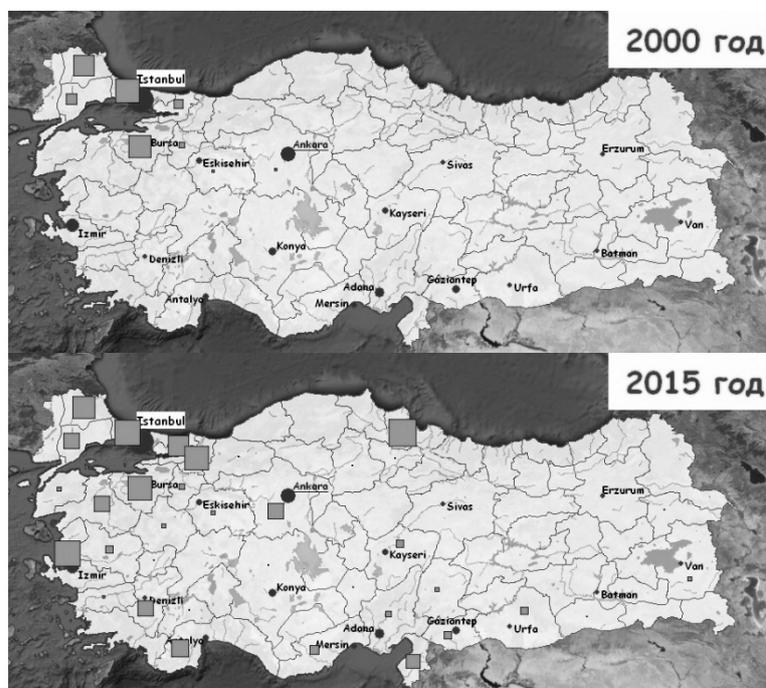


Рис. 7. Карта мощностей газовых электростанций, сгруппированных по провинциям

Крупнейшие десять электростанций на газе приведены в таблице 2. Указаны провинции, в которых они расположены и точные географические координаты. Газовые электростанции строятся в основном на западе страны, вблизи газопроводов из Европы и России, а также в морских портах, имеющих терминалы для переработки сжиженного газа.

Таблица 2  
Крупнейшие газовые электростанции в Турции, ГВт

Электростанция	Провинция	1980	1990	2000	2015
Adapazari-Gebze CCGT Power Plant Turkey	Sakarya				2.31
Izmir-Enka Gas Power Plant Turkey	Izmir				1.52
Bursa CCGT Power Plant Turkey	Bursa			1.43	1.43
Ambarli CCGT Power Plant Turkey	Istanbul			1.35	1.35
Hamitabat (Trakya A-D) CCGT Power Plant T	Kirklareli		1.20	1.20	1.20
Aksa Antalya CCGT Power Plant Turkey	Antalya				1.15
Bandirma CCGT Power Plant Turkey	Balikesir				0.94
Erzin (Egemer) CCGT Power Plant Turkey	Hatay				0.90
OMV Samsun Electric Borasco	Samsun				0.89
...					
Ambarli Gas Power Plant Turkey	Istanbul	0.63	0.63	0.63	0.86

На рис. 8 изображен график ввода газовых электростанций различной мощности, из графика видно, что наибольший рост мощностей идет за счет электростанций средней мощности от 500 МВт до 1 ГВт.

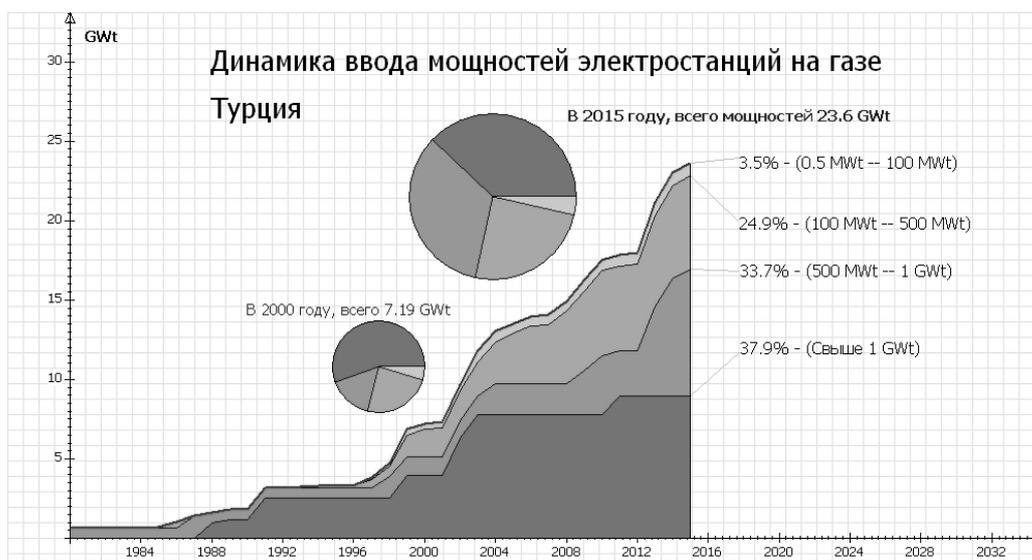


Рис. 8. Динамика ввода газовых электростанций различной мощности

## 2.5. Гидроэнергетика

В 2008 году мощности турецкой гидроэнергетики немного превышали 14 ГВт. Уже к 2014 году суммарные установленные мощности ГЭС превысили 23,3 ГВт. К числу крупнейших относятся ГЭС Ататюрка, ГЭС Каракая, ГЭС Кебан и ГЭС Алтынкая. В таблице 3 представлены десять крупнейших ГЭС в Турции.

Таблица 3  
Крупнейшие гидроэлектростанции в Турции, ГВт

Электростанция	1980	1990	2000	2010
Ataturk Hydroelectric Power Plant Turkey			2.40	2.40
Karakaya Hydroelectric Power plant Turkey		1.80	1.80	1.80
Keban Hydroelectric Power plant Turkey	0.98	1.33	1.33	1.33
Altinkaya Hydroelectric Power plant Turke		0.70	0.70	0.70
Birecik Hydroelectric Power plant Turkey			0.34	0.67
Deriner EUAS Baraji				
Oymapinar Hydroelectric Power plant Turk		0.54	0.54	0.54
Berke Hydroelectric Power plant Turkey				0.51
Boyabat				
Hasan Ugurlu Hydroelectric Power Plant Tu		0.50	0.50	0.50
Karakaya Hydroelectric Power plant Turkey		1.80	1.80	1.80
Keban Hydroelectric Power plant Turkey	0.98	1.33	1.33	1.33
Altinkaya Hydroelectric Power plant Turke		0.70	0.70	0.70
...				
Birecik Hydroelectric Power plant Turkey			0.34	0.67

Для большинства крупных ГЭС в статистике не было указано точных географических координат. Для этого автором был произведен поиск координат на различных Интернет-ресурсах, а также по картам google maps, вблизи провинций, которые были известны.

В итоге в БД имеется практически уникальная подробная информация по точному месторасположению основных электрогенерирующих мощностей Турции по всем типам энергоресурсов.

### 3. Представление результатов в аналитическом Интернет-сервисе ЕСАС

После проведения такого рода исследований, результаты представляются в интерактивном Интернет-сервисе ЕСАС.

Можно выделить 3 типа информации, которую предоставляет Интернет-сервис:

1. Табличное, текстовое представление (сводные таблицы, текстовое описание)
2. Совмещенные графики и диаграммы, медиа-ресурсы (фото, видео, презентации и прочее)
3. Отображение объектов изучения в ГИС-системе (google maps) с наложением различных диаграмм на интерактивных географических картах.

На рис. 9 изображена концептуальная схема работы всей системы, от источников данных до их конечного представления в Интернет-сервисе ЕСАС.

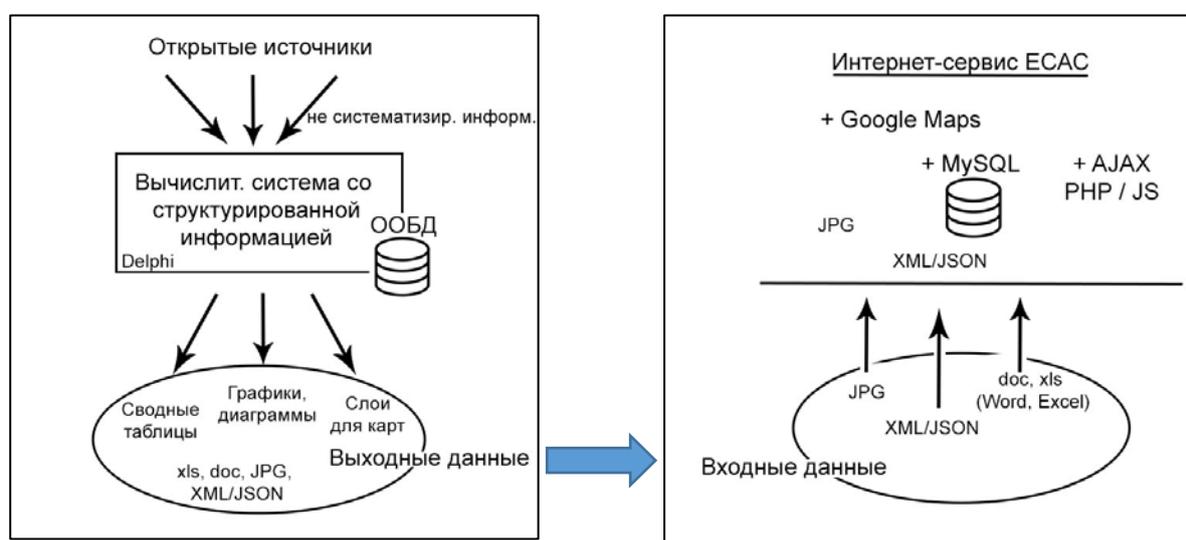


Рис. 9. Концептуальная схема работы

Все приведенные выше в статье графики, таблицы, карты и диаграммы представляются в Интернет-сервисе ЕСАС, сгруппированные по типам проведенного анализа, для выбранной страны или региона.

Таким образом Интернет-сервис ЕСАС помогает исследователям более качественно понимать тенденции развития электроэнергетики различных стран мира.

### Заключение

Для более наглядного представления результатов анализа энергетики различных стран мира, а также для более широкого круга исследователей, автором разработан энергетический статистико-аналитический Интернет-сервис ЕСАС. Особенности разрабатываемого проекта Интернет-сервиса являются:

1. Построение динамических электронных карт с объектами энергетики.
2. Системное структурирование статистической информации.
3. Графическая визуализация ретроспективы и перспективы различных показателей.

Результаты работы Интернет-сервиса на примере анализа текущего состояния и развития электроэнергетики Турции приведены в данной статье.

Проведенный анализ типов установленных мощностей электроэнергетики Турции и темпов их развития будет использоваться в модели ОРИПЭС при расчетах сценариев электроэнергетической интеграции России в Евразийское пространство, включая МГЭО «Кавказ и Малую Азию». Более детальная и точная информация об электроэнергетике каждого из узлов в объединенной энергосистеме повышает качество расчетов при интеграции этого узла (страны) в рассматриваемой МГЭО.

## Литература

1. Беляев Л.С., Эффективность межгосударственных электрических связей. / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова. – Новосибирск: Наука, 2008. – 239 с.
2. Научный отчет. Программа развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года. / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев и др. – Иркутск, 2015. – 402 с.
3. Energy Atlas / URL: <http://www.enerjiatlasi.com>, 16 September 2015.
4. Global Energy Observatory / URL: <http://globalenergyobservatory.org>, 5 November 2015.
5. Power Plants around the world / URL: <http://www.industcards.com>, 7 December 2015.
6. Трофимов И.Л., Методические принципы построения Информационно-вычислительной системы с использованием метаданных для формирования запросов к базе данных по Тепловому хозяйству страны // Системные исследования в электроэнергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Выпуск 43 – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – стр.162-170.

# Прикладная математика и информатика

## **ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПОСТРОЕНИЯ МНОГОАГЕНТНОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АГЕНТНЫХ СЦЕНАРИЕВ И СОБЫТИЙНЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ КОНКРЕТНОЙ СИСТЕМЫ**

В.И. Гальперов

### **Введение**

Задача оценивания состояния (ОС) состоит в расчете установившегося режима ЭЭС по данным телеизмерений и телесигналов. В ИСЭМ СО РАН был разработан алгоритм распределенной обработки телеинформации при оценивании состояния на основе многоагентных технологий, который позволяет повысить эффективность расчетов ЭЭС большой размерности (И.Н.Колосок, А.С. Пальцев) [1]. Одним из возможных подходов к реализации данного алгоритма на практике является использование многоагентных технологий [2].

На данный момент существует очень небольшое количество платформ, позволяющих организовывать работу многоагентных систем. Большинство созданных ранее систем уже не поддерживаются и не развиваются, за исключением единичных представителей. Именно поэтому необходимо было разработать методы, модели и алгоритмы для типовой многоагентной системы оценивания состояния ЭЭС, и создать на их основе конкретную систему, реализующую предложенные алгоритмы.

### **Метод построения многоагентных систем**

Система должна создаваться с определенной целью  $G$ , которую перед созданием необходимо четко определить. Достигается цель за счет выполнения определенного ряда задач, как простых, так и комплексных, которые можно разделить на отдельные подзадачи. Требуется определить множество подобных задач  $\{T\}$ . Система должна уметь решать данные задачи. Сформулированное множество задач определяет множество функций будущей системы  $\{F\}$ . Функции системы распределяются между агентами  $\{A\}$  так, чтобы каждый агент решал свою задачу, либо часть какой-то большой задачи. Таким образом, необходимо построить цепочку отображений:  $G \rightarrow \{T\} \rightarrow \{F\} \rightarrow \{A\}$ .

Однако решать задачи необходимо в определенном порядке, к тому же некоторые из них можно решить разными методами, поэтому нужно определить порядок вызова агентов  $\{P_A\}$ . Исходя из этого порядка и множества представленных в системе агентов, необходимо генерировать множество агентных сценариев  $\{S_A\}$ , для которых требуется построить событийную модель решения поставленной задачи  $\{Es\}$ . Для реализации мультиагентной системы (МАС) необходимо разработать базовые компоненты для агентов  $\{C_B\}$ . Таким образом, модель многоагентной системы можно представить как совокупность множества агентов  $\{A\}$ , порядка вызова агентов  $\{P_A\}$ , агентных сценариев  $\{S_A\}$ , событийных моделей  $\{Es\}$ , и базовых компонентов  $\{C_B\}$ :

$$M_{MAS} = (A, P_A, S_A, Es, C_B).$$

Исходя из того, что на данный момент не существует единого подхода к разработке многоагентных систем, было принято решение разработать собственный метод для построения МАС, реализованный в виде методики [3]:

1. Описание будущей системы, исходя из специфики решаемой задачи:
  - 1.1. Определение цели создания МАС.
  - 1.2. Выделение задач  $\{T\}$ , которые необходимо решить. Поставленная цель  $G$  может быть достижима в несколько этапов и включать в себя решение нескольких задач, каждая из которых может быть разбита на подзадачи.
  - 1.3. Определение функций МАС  $\{F\}$ .
  - 1.4. Определение списка будущих агентов  $\{A\}$ . Алгоритм «большой» задачи необходимо разбить на этапы.
  - 1.5. Разработка базовых компонентов МАС  $\{CB\}$ .
2. Агентные сценарии:
  - 2.1. Определение порядка вызова имеющихся в системе агентов  $\{PA\}$ , включая возможность ветвлений, циклов и распределенных вычислений.
  - 2.2. Разработка сценариев вызова агентов  $\{SA\}$ .
  - 2.3. Описание сценариев в виде событийных моделей  $\{Es\}$ , с использованием элементов Joiner-сетей.

В данной статье будут описаны этапы формирования агентных сценариев и разработки базовых компонентов, а также представлена усовершенствованная технология распределенного ОС.

### Агентные сценарии

Для того, чтобы не приходилось вносить изменения в главный модуль, и пользователь мог сам редактировать существующий алгоритм, предлагается использовать сценарии для агентов. После включения агент должен передать главному модулю не только информацию о своем местонахождении в сети, но и о тех задачах, которые он умеет решать.

Таким образом, составляется список различных типов агентов. Когда пользователю нужно провести расчеты, он может собственноручно выстраивать порядок, в котором будут вызваны те или иные агенты. При необходимости он сможет отредактировать существующий алгоритм, добавить новые этапы расчетов или убрать существующие, чтобы получить промежуточные результаты [4].

Для описания взаимодействия агентов разрабатывается событийная модель, которая описывается Joiner-сетью [5] (J-net), узлами J-net являются процессы функционирования агентов и события, инициирующие эти процессы и сигнализирующие о прекращении их выполнения. Процессы связываются между собой с помощью входных и выходных событий. Выходные события одного процесса могут являться входными для другого, иначе говоря – инициирующими запуск иного агента. Основные элементы описания агентных сценариев, с использованием Joiner-элементов, представлены в таблице 1:

Таблица 1

Joiner-элементы

	Процесс работы агента.
●	Событие, которое генерирует агент после окончания своей работы.
⊗	Пользователь, взаимодействующий с программой.
→	Направление развития событий.

Использование подобных элементов позволит экспертам определить последовательность вызова агентов, а также наглядно описать весь алгоритм решения задачи. Комбинацией из описанных выше элементов можно создать несколько базовых шаблонов для различных случаев. Когда один агент начинает выполнять свою работу сразу после другого агента, то процесс идет последовательно, графическое представление показано на рис. 1.

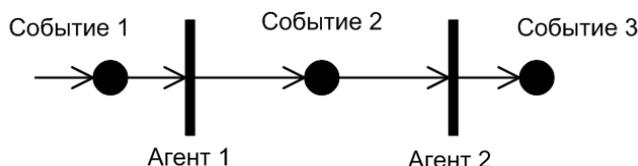


Рис.1. Последовательное развитие событий

Если после окончания работы агента существует два варианта дальнейших действий, то агент генерирует два различных события. Каждое сгенерированное событие ведет к следующему агенту. Графически подобный случай изображен на рис. 2.

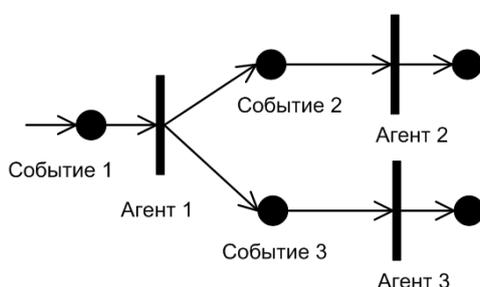


Рис.2. Выбор двух событий агентом

Использование агентов подразумевает такие этапы в алгоритме, в которых расчеты должно проходить параллельно, в противном случае целесообразность использования агентного подхода крайне мала. Агент, который закончил выполнять свою часть алгоритма, генерирует одновременно несколько событий, равное количеству агентов, которые будут продолжать вычисления. Это могут быть как агенты одного типа (выполняющих одну и ту же задачу, но с разными массивами данных), так и агенты разных типов (каждый выполняет уникальную задачу). После этого вычисления могут продолжать проходить параллельно (рис. 3).

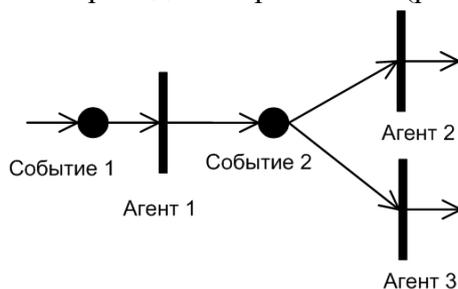


Рис. 3. Параллельное развитие двух событий

Выполнение алгоритма начинается с того, что пользователь передает системе исходные данные и запускает процесс. Окончание работы алгоритма также связано с взаимодействием с пользователем. Система должна предоставить результаты своих вычислений, либо отчет о возникших в ходе работы проблемах и ошибках. Пользователь в данной нотации идентичен по свойствам агенту, поэтому какое-то выходное событие агента может быть входным для пользователя и наоборот

пользователь может генерировать события, которые являлись бы входными для агентов. Графически взаимодействия с пользователем показаны на рис. 4.

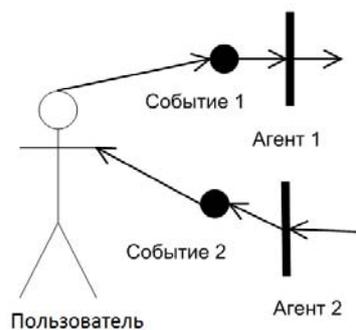


Рис. 4. Взаимодействие агентов с пользователем

Список описанных выше шаблонов не является окончательным, и эксперт может создавать собственные, не нарушая при этом правила построения Joiner-сетей.

### Базовые компоненты агентов

Каждый агент в системе, за исключением главного модуля, состоит из трех частей:

**Передаваемый интерфейс.** Поскольку пользователь взаимодействует только с главным модулем, каждый агент не имеет своего собственного интерфейса, однако он должен каким-то образом получить параметры для проведения дальнейших вычислений. Для решения этой задачи агент делегирует свой интерфейс главному модулю, передает ему информацию о требуемых параметрах, их количестве, типе данных и ограничениях. На основании этой информации главный модуль генерирует интерфейс пользователя. После ввода пользователем всех требуемых данных, главный модуль производит проверку в соответствии с представленными агентом ограничениями. Если все параметры введены корректно, они передаются агенту вместе с данными для проведения расчетов.

**Модуль сетевого взаимодействия.** Для достижения поставленных целей агентам необходимо обмениваться информацией. Это может быть как системная информация (обеспечивающая функционирование всех объектов), так и информация, необходимая для вычислений. В системе обмен данными происходит при помощи стека протоколов TCP/IP и XML-документов с данными, совместное использование обеспечивает возможность взаимодействовать агентам, написанным на разных программных платформах. В каждом агенте присутствуют два сетевых компонента, один принимает сообщения из сети, другой отправляет собственные. Эти процессы работают параллельно не только друг с другом, но и с вычислительным модулем. Когда агент получает сообщение из сети, он приступает к его обработке. Если в этот момент приходит новое сообщение, то оно помещается в стек. В стеке сообщение хранится до тех пор, пока агент не закончит обработку всей ранее пришедшей информации.

**Вычислительный модуль.** Каждый агент в системе присутствует для того, чтобы решать определенную задачу в рамках общего алгоритма. Данный модуль отвечает за ту задачу, которую агент выполняет в системе.

### Базовые компоненты главного модуля

Для того, чтобы контролировать состояние системы, осуществлять мониторинг и следить за ходом решения задач, требуется специальный агент, который не будет выполнять ни одну из частей расчетного алгоритма. Эти функции выполняет главный модуль, являясь ядром всей многоагентной системы. Так же, как и у остальных агентов,

у него есть модуль для сетевого взаимодействия, с помощью которого он раздает команды вычислительным агентам, а также получает от них информацию о ходе решения задачи. В остальном, главный модуль отличается от других агентов по наличию следующих компонентов:

**Генератор пользовательского интерфейса.** Как было описано ранее, каждый агент в системе передает главному модулю список параметров, которые необходимо задать. Чтобы пользователь имел возможность в удобной форме работать с этими данными, главному модулю необходимо на основании пришедшей от агента информации сгенерировать интерфейс.

**Список активных агентов.** Количество агентов в системе в каждый момент времени может быть различным. Главный модуль должен знать, какие агенты находятся в сети, их адреса, и какие задачи они могут выполнять. Для этих целей он составляет список активных агентов и постоянно его корректирует в случае появления новых агентов, либо отключения старых.

**Редактор агентных сценариев.** Агентные сценарии применяются для того, чтобы дать пользователям возможность самостоятельно менять алгоритм решения задач без привлечения программиста. Когда пользователю нужно провести расчет, он может собственноручно выстраивать порядок, в котором будут вызваны те или иные агенты. При необходимости, он сможет отредактировать существующий алгоритм, добавить новые этапы расчетов или убрать существующие, чтобы получить промежуточные результаты. Поэтому после включения агент должен передать главному модулю информацию не только о своем местонахождении в сети, но и о тех задачах, которые он умеет решать.

**Модуль мониторинга.** Когда агент выключается, он должен известить об этом главный модуль, чтобы тот удалил его из списка активных. Однако существует вероятность, что какой-нибудь из агентов «повиснет». Чтобы отслеживать такие случаи, главный модуль с определенной периодичностью посылает всем агентам сообщение, на которое они должны ответить и сообщить свой статус. Если какой-то из агентов не отвечает на сообщения, то главный модуль исключает его из списка активных агентов и при необходимости перенаправляет его задачи другому агенту аналогичного типа.

## Архитектура многоагентной системы и методика решения задачи оценивания состояния ЭЭС

Используя описанный выше метод, составим событийную модель алгоритма распределенного оценивания состояния, представленного в [6]. Joiner-сеть событийной модели данного алгоритма представлена на рис. 5. Более подробно она описана в [7].

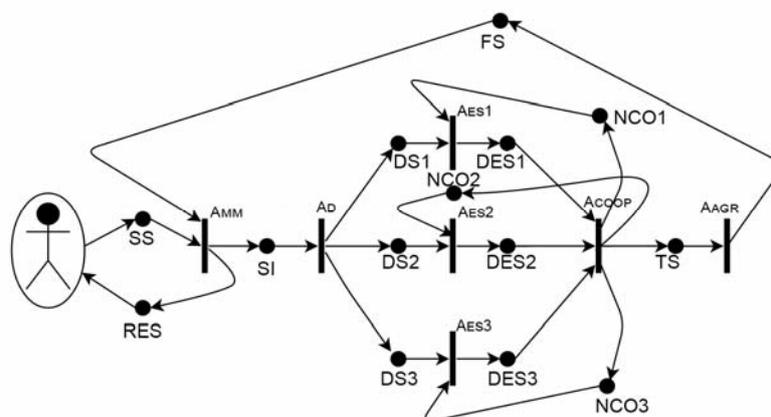


Рис. 5. Joiner-сеть событийной модели агентного сценария

Средства разработки и исполнения распределенных приложений, которыми, как правило, являются многоагентные системы, опираются на статический подход (позволяют передавать только данные приложений) или динамический подход (обеспечивают возможность передачи исполняемого кода). Для решения рассматриваемой задачи достаточным является использование статического подхода, поскольку все этапы алгоритма заранее определены и не требуют изменения во время функционирования многоагентной системы.

Система должна обеспечивать возможность выполнения следующих функций: деление расчетной схемы ЭЭС на подсистемы; оценивание состояния подсистем; решение координационных задач между подсистемами; агрегирование результатов расчетов; обеспечения возможности работы агентов в локальной сети.

Ядром всей разрабатываемой системы является главный модуль. Он, так же как и остальные компоненты, является агентом, однако по сравнению с остальными агентами обладает большим набором полномочий и функций: формирование мультиагентной подсистемы; регистрация новых агентов в системе; получение исходных данных от пользователя; распределение задач по свободным агентам; создание и редактирование агентных сценариев; мониторинг работы агентов.

Таким образом, мы можем усовершенствовать методику распределенного оценивания состояния, разработав для каждого этапа алгоритма собственное программное решение.

Таблица 2

Усовершенствованная технология ОС

Этап	Программное средство	Результат этапа
Получение задания от пользователя	Главный модуль	Исходные данные получены, запущен процесс решения задачи
Декомпозиция исходных данных	Агент декомпозиции	Расчетная схема разделены на $n$ отдельных подсистем
Оценивание состояния	Агенты ОС	В полученных на прошлом этапе подсистемах проведено оценивание состояния
Проверка значений в граничных узлах	Агент координации	Проведено сравнение значений напряжения и фазового угла в граничных узлах в разных подсистемах, в случае, если согласование значений в граничных узлах не достигнуто, в данные внесены коррективы и процесс ОС запускается заново
Объединение данных	Агент агрегации	Полученные ранее подсистемы вновь объединены в одну с результатами ОС

## Результаты

Разработан метод создания многоагентных систем, описан и реализован каждый пункт разработки системы. Были выделены шаблоны, составленные из элементов Joiner-сетей, которые описывают большую часть возможных ситуаций, возникающих при выполнении алгоритма. Помимо агентных сценариев, также описаны базовые компоненты агентов и главного модуля. Представлена усовершенствованная технология ОС, основанная на MAS, реализующей алгоритм распределенного оценивания состояния.

В дальнейшем планируется развивать разработанную МАС: расширить функции редактора сценариев и протестировать возможность внедрения в систему новых типов агентов без необходимости вносить изменения в исходный код. Также будут проведены вычислительные эксперименты для проверки корректности работы вычислительных алгоритмов агентов.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ №15-07-01284, №13-07-00140, 14-07-31268, 14-07-00116, 12-07-00359, №15-07-04074 Бел\_мол\_а.

## Литература

1. Пальцев А.С. Распределенная обработка телеинформации при оценивании состояния ЭЭС на основе мультиагентных технологий: дис. канд. техн. наук: 05.14.02: защищена 4.05.10 – Иркутск., – 2010. – 131 с.
2. Рассел С., Норвиг П. Искусственный интеллект: современный подход, 2-е изд.: Пер. с англ. – М.: Издательский дом "Вильямс", – 2006. – 1408 с.
3. Массель Л.В., Гальперов В.И. «Разработка многоагентных систем распределенного решения энергетических задач с использованием агентных сценариев» // Известия Томского политехнического университета, – Т. 326, – № 5, – 2015, – С. 45 – 53.
4. Гальперов В.И. Агентные сценарии для разработки многоагентных систем оценивания состояний ЭЭС // Информационные и математические технологии в науке и управлении / Труды XIX Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Часть III. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, – 2014. – С. 76 – 80.
5. Столяров Л.Н., Новик К.В. Joiner-сеть для моделирования взаимодействующих параллельных процессов // Моделирование процессов управления: Сб. научных трудов / Моск. физ.-тех. ин-т. – М., – 2004. – С. 81-97.
6. И.Н.Колосок, А.С.Пальцев. Двухуровневый иерархический алгоритм оценивания состояния ЭЭС и его реализация на основе мультиагентного подхода // Сб. докладов III Международной научно-практической конференции «ЭНЕРГОСИСТЕМА: управление, конкуренция, образование», т.1, Екатеринбург, УГТУ-УПИ, – 2008. – С.354 – 359.
7. Гальперов В.И. «Методика построения многоагентных систем с использованием Joiner-сетей для описания сценариев взаимодействия агентов» // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 45. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, – 2015. – С. 153 – 160.

## **РЕАЛИЗАЦИЯ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ АНАЛИЗА УГРОЗ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

Д.А. Гаськова

### **Введение**

В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН ведутся комплексные исследования систем энергетики, важную роль в которых играют исследования проблем энергетической безопасности, или, конкретнее, исследования направлений развития топливно-энергетического комплекса России с учетом требований энергетической безопасности. Одной из тенденций развития мировой энергетики является создание концепции и внедрение технологий Smart Grid – интеллектуальных энергетических систем. Применение современных информационных технологий в интеллектуальных энергетических системах позволяет управлять производством электроэнергии на всех ее этапах, но внедрение информационных технологий в энергетическую отрасль несет множество рисков и угроз [1–2], вследствие чего требуется предельно качественное обеспечение кибернетической безопасности. В лаборатории «Информационных технологий в энергетике» института ведутся работы в этой области, в частности, разработана онтология кибербезопасности [3]. А. Г. Масселем предложено расширить список угроз энергетической безопасности за счет киберугроз [4] и разработана методика анализа угроз и оценки риска нарушения информационно-технологической безопасности энергетических комплексов, которая легла в основу разрабатываемой экспертной системы.

### **Кибернетическая безопасность**

Кибернетическая безопасность трактуется как набор средств, стратегии, принципы обеспечения безопасности, гарантии безопасности, руководящие принципы, подходы к управлению рисками, действия, профессиональная подготовка, практический опыт, страхование и технологии, которые могут быть использованы для защиты кибернетической среды, ресурсов организации и пользователя [5].

В официальных российских документах в области информационной безопасности термин «кибербезопасность» не выделяется из объема понятия «информационная безопасность» и не используется отдельно, в отличие от зарубежных стран [6]. Так, согласно стандарту ISO/IEC 27032:2012 [7] кибербезопасность базируется на: безопасности приложений, информационной безопасности, сетевой безопасности, безопасности Интернет и защите ключевых информационных систем объектов критических инфраструктур.

Причем информационная безопасность определяется как обеспечение конфиденциальности, целостности и доступности информации для удовлетворения потребностей пользователей.

Обеспечение кибернетической безопасности можно осуществлять с использованием риск-ориентированного подхода. Требования по инцидент-менеджменту и анали-

зу угроз безопасности составляют суть риск-ориентированного подхода [8], отраженного в основополагающем относительно защиты информации в критически важных объектах приказе ФСТЭК № 31 [9].

Согласно международному стандарту ISO 27001:2013 процесс оценки риска информационной безопасности включает четыре основных этапа:

- определение критериев принятия рисков и критериев к процессу оценки рисков;
- идентификация рисков;
- анализ рисков (определение последствий, вероятности, определение уровней рисков)
- сопоставление оценок рисков с установленными критериями. Определение приоритетов по их обработке [10].

Риск представляет собой событие с негативными последствиями, которое происходит под воздействием внешних или внутренних факторов.

Разработка эффективной стратегии кибернетической безопасности требует целостного подхода к анализу риска, это означает, что необходимы систематическое документирование и расстановка приоритетов существующих уязвимостей (угроз) системы управления и их возможные последствия, тогда владельцы энергетических компании и посредники будут лучше подготовлены, чтобы предвидеть и отвечать существующим и потенциальным угрозам.

На данный момент нельзя построить уникальную систему для оценки рисков любой энергетической компании, существуют лишь рекомендации по их анализу. Каждая организация должна рассматривать собственный подход к анализу рисков, относительно своей инфраструктуры [11]. Формирование защиты на основании характерных для системы рисков позволяет учитывать новые угрозы и улучшать процессы обеспечения информационной безопасности [8].

Методика анализа угроз и оценки риска нарушения информационно-технологической (ИТ) безопасности энергетических комплексов (ЭК) разработана для проведения периодического и полного анализа, охватывает все этапы риск-менеджмента и состоит из восьми этапов [11] и учитывает два основных аспекта: критичность поддерживаемых ИТ-системой целевых функций ЭК и стоимость защиты ресурсов ИТ ЭК.

### **Постановка задачи**

Для поддержки принятия решения экспертом по информационной безопасности при проведении аудита обеспечения защиты информации в энергетической системе предлагается разработать экспертную систему, позволяющую выявить угрозы информационной системы энергетического комплекса по заранее известным, наиболее распространенным и имеющим критические последствия уязвимостям при их использовании злоумышленником. Учитывая ранжирование по степени ущерба от их реализации, требуется в конечном итоге вывести список мер обеспечения кибербезопасности с учетом наиболее критичных угроз. Экспертная система разрабатывается на основе методики анализа угроз и оценки риска нарушения информационно-технологической безопасности энергетических комплексов, предложенной А.Г. Масселем [11]. Поставлена задача: на основе этой методики разработать и реализовать прототип экспертной системы, поддерживающий выявление уязвимостей, составление списка угроз, а так же формирование списка базовых мер по обеспечению безопасности.

## Реализация прототипа экспертной системы анализа угроз кибербезопасности в ЭЖ

В прототипе экспертной системы используется продукционная модель знаний, которая позволяет отобразить экспертные данные в базе знаний в виде правил ЕСЛИ – ТО. Прототип включает три структурных элемента (рис. 2):

- графический интерфейс пользователя;
- интерфейс взаимодействия;
- ядро экспертной системы.

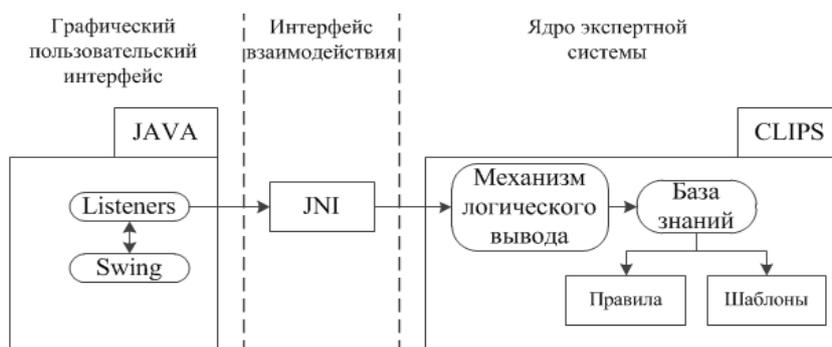


Рис. 2. Структура прототипа экспертной системы Cyber

Графический интерфейс пользователя (GUI) включает отображение данных, обработку событий пользовательского интерфейса и реализован на высокоуровневом языке Java с использованием библиотеки Swing.

Интерфейс взаимодействия представляет собой JNI - механизм для запуска кода, под управлением виртуальной машины Java и служит для взаимодействия GUI с CLIPS.

Ядро экспертной системы реализовано в программной среде для разработки экспертных систем CLIPS и представляет собой механизм логического вывода и базу знаний.

База знаний является совокупностью шаблонов (DEFTEMPLATES) и правил (RULES), а также вспомогательных функций (FUNCTION), обеспечивающих организацию фактов в базе знаний.

Структура шаблонов представлена в таблице 1.

Таблица 1

Структура шаблонов

Шаблон		Поля	
Наименование	Расшифровка	Наименование	Расшифровка
answer	Ответ пользователя	name	Вопрос
		answer	Ответ
vulnerability	Уязвимость	name	Наименование
threat	Угроза	name	Наименование
		level	Качественная оценка с точки возможности обнаружения
control	Мера обеспечения безопасности в зависимости от уязвимостей и угроз	name	Наименование меры обеспечения
		vulnerability	уязвимость
		threat	угроза
class	Класс защищенности АСУ	value	Класс защищенности АСУ

В системе заложены три группы правил:

- правила определения угроз по выбранному ответу пользователя с отметкой уязвимости;
- правила вывода мер защиты ресурса от выявленных угроз для каждой уязвимости в зависимости от класса защищенности автоматизированной системы управления (АСУ);
- общие правила вывода мер защиты ресурса от выявленных угроз для каждой уязвимости.

Наполнение базы знаний выполнялось с использованием [9, 12-13]. Так же использовалась база данных угроз безопасности информации ФСТЭК [14]. В таблице 2 приведен пример определения угроз по выбранному ответу пользователя с отметкой уязвимости. Уязвимостью является возможность оставлять пустой пароль при авторизации пользователя в системе, а угрозой является имитация пользователя.

Таблица 2

Пример определения угроз по выбранному ответу пользователя

Правило определение угрозы	Правило определения мер защиты от данной угрозы
<pre>(defrule empty-password   (answer (name empty password)     (answer true)) =&gt;   (assert ( threat (name imitation_user)     (level 2)))   (assert (vulnerability (name empty password)))   (printout t "empty_password" crlf))</pre>	<pre>(defrule control-empty-password   (vulnerability (name empty password))   (threat (name imitation user)) =&gt;   (assert ( control (name add password)     (vulnerability empty password)     (threat imitation user))))</pre>

Система содержит ряд вопросов по безопасности автоматизированной системы управления предприятием с вариантами ответов. Ввод условий осуществляется посредством опрашивания пользователей с предложением вариантов ответов. Получив ответы пользователя, система вносит факты о наличии уязвимостей и угроз, связанных с реализацией выявленных уязвимостей, в базу знаний.

До начала основного опроса пользователю предлагается выбрать уровень защищенности АСУ, который влияет на критичность уязвимостей угроз и выбор меры обеспечения безопасности.

Выбранное программное обеспечение для реализации экспертной системы обладает рядом преимуществ и апробировалось на производственной экспертной системе в работе [15]. Диаграмма классов представлена на рис. 3. Основным классом с точкой доступа в программу является класс Main. Класс Clips является наследником класса Environment и служит для загрузки файла clips - \*. clp, а также подготовки среды Clips для работы. Класс MainFrame реализует работу основного окна, включая работу кнопок, обработку вводимой пользователем информации в таблицу, ввод и вывод информации пользователя в среду Clips. Класс RecomJTextArea предназначен для организации вывода рекомендаций по обеспечению безопасности в удобном для просмотра виде. Класс QuestionJTable отвечает за настройки таблицы, такие, как возможность редактирования только третьего столбца таблицы, а так же блокирования элементов

jcheckbox, отвечающих за ответы пользователя, блокировка осуществляется для поддержки логики вопросов. QuestionJTable связывает данные из двумерного массива и отображает их в таблице. Существуют два массива с константами, содержащих блоки вопросов. Класс TranslateHashMap наследуется от класса HashMap и служит для перевода вводимой информации на язык Clips, а также для перевода фактов Clips на русский язык. Объекты класса Translatehashmap представляют собой коллекции пар вида «ключ/ значение», где ключ - фраза для перевода, а значение - результат перевода фразы.

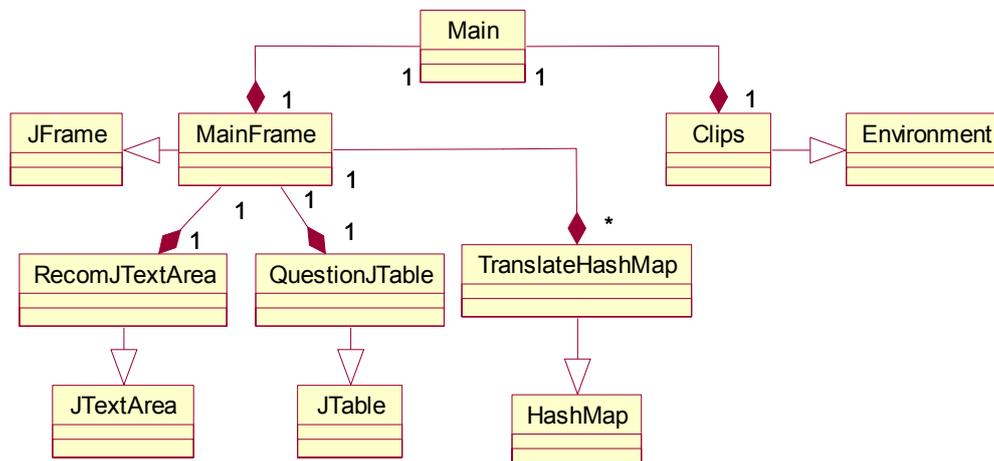


Рис. 3. Диаграмма классов

На данный момент прототип выполняет ряд функций: ввод условий посредством проведения опроса пользователя с предложением вариантов ответов; вывод уязвимостей и угроз на основе опроса; ввод пользователем своих качественных оценок угроз; формирование списка критических угроз на основе оценки рисков реализации угрозы; вывод мер обеспечения безопасности от критических угроз.

Графический интерфейс построен таким образом, чтобы пользователь мог последовательно выполнять свои действия – от выбора класса защищенности АСУ до получения от системы списка обобщенных мер по обеспечению безопасности.

На рис. 4а) показан внешний вид главного окна разработанной экспертной системы; на рис. 4б) изображено окно с содержанием блоков вопросов для того, чтобы пользователь мог подготовить необходимую информацию для дачи ответов на них; на рис. 4в) показано окно основной работы с пользователем, включающее таблицу вопросов с ответами типа «Да/Нет» и выводом мер по обеспечению безопасности.

## Заключение

Предложено автоматизировать процесс анализа угроз с помощью экспертной системы, для того, чтобы ускорить данный процесс, поскольку он может занимать длительное время в зависимости от уровня детализации; уменьшить затраты, связанные с привлечением специалистов компании, которые на время проведения АУОР не исполняют свои прямые обязанности; увеличить скорость построения и точность списка мер защиты ресурсов энергетического комплекса.

Экспертная система способна осуществить поддержку принятия решения при анализе угроз, ведущих к нарушению безопасности, путем формирования базовых мер защиты ресурсов энергетического комплекса.

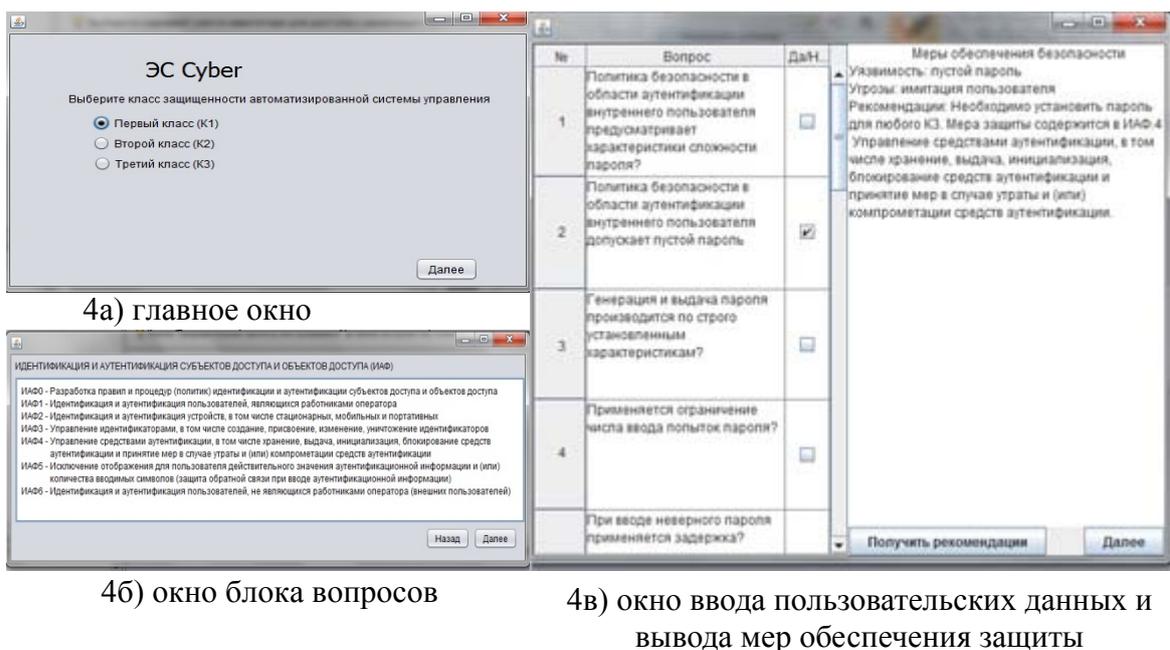


Рис.4. Графический пользовательский интерфейс

Результаты, представленные в статье, получены при частичной финансовой поддержке гранта Программы Президиума РАН №229 и грантов РФФИ №15-07-01284, №15-07-04074 Бел\_мол\_a, №16-07-474.

## Литература

1. Масель Л.В. Использование современных информационных технологий в Smart Grid как угроза кибербезопасности энергетических систем России // Information technology and security. – Украина, Киев, Институт специальной связи и защиты информации НТУ Украины «КПИ», №1 (3) 2013. – С. 56-65.
2. Чайкин А. Чем опасны «умные» электросети [Электронный ресурс]: статья компании Positive Technologies. URL: [http://www.ptsecurity.ru/download/Smart\\_Grid\\_Vulnerabilities.pdf](http://www.ptsecurity.ru/download/Smart_Grid_Vulnerabilities.pdf) (дата обращения 16.03.2016)
3. Ворожцова Т.Н. Разработка онтологии кибербезопасности в энергетике // Information technology and security. – Украина, Киев, Институт специальной связи и защиты информации НТУ Украины «КПИ», №1 (3) 2013. – С. 19-25.
4. Масель А.Г. Кибератаки как угроза энергетической безопасности России // Information technology and security. – Украина, Киев, Институт специальной связи и защиты информации НТУ Украины «КПИ», №1 (3) 2013. – С. 49-56.
5. T-REC-X.1205 – ITU-T. Series x: data networks, open system. Communications and security 04.2008.
6. Концепция стратегии кибербезопасности Российской Федерации: гос. проект // Совет Федерации, 2013. 10 с.
7. Наставления по кибербезопасности (ISO/IEC 27032:2012) [Текст]: излож. стандарта ISO/IEC 27032:2012 "Информационные технологии. - Методы обеспечения безопасности. - Наставления по кибербезопасности." / Мохор В. В., Богданов А. М., Килевой А. С. - Киев: Три-К, 2013. - 129 с.

8. Дружинин Е. Защита АСУ ТП в России: новые требования ФСТЭК // Positive Research 2015. Сборник исследований по практической безопасности. - Россия, Москва, Positive Technologies 2015. – С. 14.
9. Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды [Электронный ресурс]: приказ ФСТЭК России № 31 от 14 марта 2014. URL: <http://fstec.ru/rss-lenta/110-tekhnicheskaya-zashchita-informatsii/dokumenty/prikazy/864-prikaz-fstek-rossii-ot-14-marta-2014-g-n-31> (дата обращения 26.02.2015)
10. Дорофеев А.В. Менеджмент информационной безопасности: переход на ISO 27001:2013 // Вопросы кибербезопасности №3 (4)2014. – С 69-73.
11. Массель А.Г. Методика анализа угроз и оценки риска нарушения информационно-технологической безопасности энергетических комплексов // XX Байкальской Всероссийской конференции: труды, т. III. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – с. 186 - 195.
12. Меры защиты информации в государственных информационных системах [Электронный ресурс]: методический документ от 11 фев. 2014 г. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 23.04.15).
13. Олифер В. Г. Олифер Н.А. Компьютерные сети. Принципы, технологии, протоколы: Учебник для вузов. 4-е изд. – СПб.: Питер, 2010. – 944 с.
14. База данных угроз безопасности информации //ФСТЭК [Электронный ресурс]. URL: <http://bdu.fstec.ru/threat/ubi.175> (дата обращения: 1.05.15).
15. Кузьменко В.В., Аршинский В.Л., Малков А.А. Создание экспертной системы для поддержки лабораторной диагностики воспалительных заболеваний// Информационные и математические технологии в науке и управлении. – Иркутск, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Том 3 (3) 2013. – С. 45-49.

## ДВОЙСТВЕННАЯ МОДЕЛЬ ОРИРЕС

С.А. Гах

### Введение

Модель ОРИРЕС – это математическая модель, в которой оптимизируются рабочие и установленные мощности, перетоки электроэнергии между узлами в электроэнергетических системах (ЭЭС) для последнего года расчетного периода. Модель является статической, многоузловой. Учитываются потери электроэнергии на линиях электропередач, а также развитие генерирующих мощностей электростанций и развитие электрических связей. Рассматриваются четыре сезона года, различаются выходные и рабочие дни.

Модель представляет собой задачу линейного программирования большой размерности. Целевая функция данной модели – функция совокупных затрат по всей ЭЭС. В модели присутствуют ограничения на рабочие мощности электростанций, на развитие электростанций, на развитие и на пропускные способности электрических связей. Более того, имеются балансовые ограничения: ограничения балансов рабочих мощностей электростанций и ограничения на установленную мощность в пиковые часы нагрузки. Цель работы – установление почасовых цен на электроэнергию в каждом узле для рыночной модели, представленной в [1]. Для этого записывается двойственная задача, которая позволяет установить соотношения между блоками двойственных переменных, соответствующих ограничениям модели.

### Описание модели ОРИРЕС

Для того чтобы описать модель ОРИРЕС, зададим множества, параметры и переменные.

*Множества:*

$J$  – множество узлов (Северо-Западный, Центральный, Волжский, Южный, Урал);  
 $I$  – множество типов станций (ГЭС, ГАЭС, АЭС, КЭС (на угле/на газе), ТЭС (на угле/на газе));

$S$  – множество сезонов (зима, весна, лето, осень);

$T$  – множество часов в сутках (0-23);

$R \subset S$  – множество сезонов, в которые наблюдаются годовые максимумы нагрузки;

$Q_s \subset T$  – множество интервалов времени, в которые имеют место годовые максимумы нагрузки в сезоне  $s \in S$ .

*Параметры, характеризующие узлы:*

$y_{ij}^0$  и  $\bar{y}_{ij}$  – начальная и предельно установленная мощности станции типа  $i \in I$  в узле  $j \in J$ ;

$x_{ijst}^0$  и  $\bar{x}_{ijst}$  – минимально и максимально допустимые рабочие мощности станции типа  $i \in I$  в узле  $j \in J$  в час  $t \in T$  сезона  $s \in S$ ;

$v_{ij}$  – удельные переменные издержки станции типа  $i \in I$  в узле  $j \in J$ ;

$k_{ij}$  и  $b_{ij}$  – удельные капиталовложения и удельные постоянные издержки станции типа  $i \in I$  в узле  $j \in J$ ;

$D_{jst}$  – нагрузка потребителей в узле  $j \in J$  в час  $t \in T$  сезона  $s \in S$ .

*Параметры, характеризующие линии электропередач:*

$\kappa_{jj'}$  и  $\beta_{jj'}$  – удельные капиталовложения и удельные постоянные издержки для новых и развивающихся связей между узлами  $j \in J$  и  $j' \in J$ ;

$\bar{a}_{jj'}$  – максимальная пропускная способность связи между узлами  $j \in J$  и  $j' \in J$ ;

$\pi_{jj'}$  – удельные потери связи между узлами  $j \in J$  и  $j' \in J$ .

*Прочие параметры:*

$\varepsilon$  – коэффициент резерва мощности;

$\tau_s^w$  ( $\tau_s^h$ ) – эквивалентное число рабочих (выходных) суток в сезоне  $s \in S$ ;

$f$  – коэффициент возврата капитала, который вычисляется по формуле:

$$f = \frac{\rho(1+\rho)^M}{(1+\rho)^M - 1}, \text{ где}$$

$\rho$  – ставка дисконтирования;

$M$  – число лет, в которые происходит возмещение капитала.

*Переменные, характеризующие узлы:*

$y_{ij}$  – установленная мощность станции типа  $i \in I$  в узле  $j \in J$ ;

$x_{ijst}^w$  ( $x_{ijst}^h$ ) – рабочая мощность электростанции типа  $i \in I$  в узле  $j \in J$  в час  $t \in T$  сезона  $s \in S$  в рабочие (выходные) дни.

*Переменные, характеризующие линии электропередач:*

$a_{jj'}$  – пропускная способность связи между узлами  $j \in J$  и  $j' \in J$ ;

$u_{jj'st}^w$  ( $u_{j'j'st}^w$ ) – режимные перетоки по сети из узла  $j \in J$  в узел  $j' \in J$  (из узла  $j' \in J$  в узел  $j \in J$ ) в час  $t \in T$  сезона  $s \in S$  в рабочие дни;

$u_{jj'st}^h$  ( $u_{j'j'st}^h$ ) – режимные перетоки по сети из узла  $j \in J$  в узел  $j' \in J$  (из узла  $j' \in J$  в узел  $j \in J$ ) в час  $t \in T$  сезона  $s \in S$  в выходные дни;

$\tilde{u}_{jj'st}$  ( $\tilde{u}_{j'j'st}$ ) – «аварийные» перетоки по сети из узла  $j \in J$  в узел  $j' \in J$  (из узла  $j' \in J$  в узел  $j \in J$ ) в час  $t \in Q_s$  сезона  $s \in R$ .

*Целевая функция.*

Целевая функция представляет собой совокупные затраты по всей ЭЭС и записывается в виде:

$$\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w v_{ij} x_{ijst}^w + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h v_{ij} x_{ijst}^h + \quad (1)$$

$$+ f \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} k_{ij} (y_{ij} - y_{ij}^0) + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} b_{ij} y_{ij} + \quad (2)$$

$$+ f \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' > j}} \kappa_{jj'} (a_{jj'} - a_{jj'}^0) + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' > j}} \beta_{jj'} a_{jj'} \rightarrow \min \quad (3)$$

Составляющими целевой функции являются: суммарные (годовые) издержки на рабочую генерацию (1), издержки на ввод новых мощностей и постоянные издержки на их содержание (2), издержки на расширение пропускных способностей связей и соответствующие постоянные издержки (3).

*Ограничения:*

По развитию электростанций:

$$y_{ij}^0 \leq y_{ij} \leq \bar{y}_{ij}, \quad i \in I, \quad j \in J. \quad (4)$$

По развитию электрических связей:

$$a_{jj'}^0 \leq a_{jj'} \leq \bar{a}_{jj'}, \quad j \in J, \quad j' \in J, \quad j' > j. \quad (5)$$

На генерацию в рабочие и выходные дни соответственно:

$$x_{ijst}^0 \leq x_{ijst}^w \leq \bar{x}_{ijst}, \quad i \in I, \quad j \in J, \quad s \in S; \quad t \in T; \quad (6)$$

$$x_{ijst}^0 \leq x_{ijst}^h \leq \bar{x}_{ijst}, \quad i \in I, \quad j \in J, \quad s \in S; \quad t \in T. \quad (7)$$

По перетокам мощности по электрическим связям в рабочие и выходные дни соответственно:

$$0 \leq u_{jj'st}^w \leq a_{jj'}, \quad j \in J, \quad j' \in J, \quad j' \neq j, \quad s \in S, \quad t \in T; \quad (8)$$

$$0 \leq u_{jj'st}^h \leq a_{jj'}, \quad j \in J, \quad j' \in J, \quad j' \neq j, \quad s \in S, \quad t \in T. \quad (9)$$

На «аварийные» перетоки мощности по электрическим связям:

$$0 \leq \tilde{u}_{jj'st} \leq a_{jj'}, \quad j \in J, \quad j' \in J, \quad j' \neq j, \quad s \in R, \quad t \in Q_s. \quad (10)$$

Ограничения балансов рабочих мощностей электростанций в рабочие и выходные дни соответственно:

$$\sum_{i \in I} x_{ijst}^w - \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} u_{ij'st}^w + \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} u_{j'jst}^w (1 - \pi_{j'j}) = D_{jst}, \quad j \in J, \quad s \in S, \quad t \in T; \quad (11)$$

$$\sum_{i \in I} x_{ijst}^h - \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} u_{ij'st}^h + \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} u_{j'jst}^h (1 - \pi_{j'j}) = D_{jst}, \quad j \in J, \quad s \in S, \quad t \in T. \quad (12)$$

Ограничения на установленную мощность в пиковые часы нагрузки:

$$\sum_{i \in I} y_{ij} - \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \tilde{u}_{ij'st} + \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \tilde{u}_{j'jst} (1 - \pi_{j'j}) \geq D_{jst} + \varepsilon \cdot D_{jst}, \quad j \in J, \quad s \in R, \quad t \in Q_s. \quad (13)$$

Математическая модель представляет собой задачу линейного программирования. Необходимо найти минимум целевой функции (1)-(3) при наличии ограничений (4)-(13).

### Построение двойственной по Лагранжу задачи

В [2] показано, что для задач линейного программирования большой размерности можно построить двойственную по Лагранжу задачу. Запишем функцию Лагранжа для задачи (1)-(13).

$$\begin{aligned} L(x, y, u, \tilde{u}, a, \lambda^w, \lambda^h, \sigma, \xi, \bar{\xi}, \underline{v}, \bar{v}, \underline{\mu}^w, \bar{\mu}^w, \underline{\mu}^h, \bar{\mu}^h, \underline{\gamma}^w, \bar{\gamma}^w, \underline{\gamma}^h, \bar{\gamma}^h, \underline{\eta}, \bar{\eta}) = \\ = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_{ijst}^w v_{ij} x_{ijst}^w + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_{ijst}^h v_{ij} x_{ijst}^h + \\ + f \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} k_{ij} (y_{ij} - y_{ij}^0) + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} b_{ij} y_{ij} + f \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' > j}} \kappa_{jj'} (a_{jj'} - a_{jj'}^0) + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' > j}} \beta_{jj'} a_{jj'} - \\ - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \xi_{ij} (y_{ij} - y_{ij}^0) + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \bar{\xi}_{ij} (y_{ij} - \bar{y}_{ij}) - \\ - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \underline{\mu}_{ijst}^w (x_{ijst}^w - x_{ijst}^0) + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\mu}_{ijst}^w (x_{ijst}^w - \bar{x}_{ijst}) - \\ - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \underline{\mu}_{ijst}^h (x_{ijst}^h - x_{ijst}^0) + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\mu}_{ijst}^h (x_{ijst}^h - \bar{x}_{ijst}) - \\ - \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \underline{\gamma}_{jj'st}^w u_{jj'st}^w + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\gamma}_{jj'st}^w (u_{jj'st}^w - a_{jj'}) - \\ - \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \underline{\gamma}_{jj'st}^h u_{jj'st}^h + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\gamma}_{jj'st}^h (u_{jj'st}^h - a_{jj'}) - \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& - \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \underline{\eta}_{jj'st} \tilde{u}_{jj'st} + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \bar{\eta}_{jj'st} (\tilde{u}_{jj'st} - a_{jj'}) - \\
& - \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' > j}} \underline{\nu}_{jj'} (a_{jj'} - a_{jj'}^0) + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' > j}} \bar{\nu}_{jj'} (a_{jj'} - \bar{a}_{jj'}) - \\
& - \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \lambda_{jst}^w \left( \sum_{j \in I} x_{ijst}^w - \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} u_{jj'st}^w + \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} u_{j'jst}^w (1 - \pi_{j'j}) - D_{jst} \right) - \\
& - \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \lambda_{jst}^h \left( \sum_{j \in I} x_{ijst}^h - \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} u_{jj'st}^h + \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} u_{j'jst}^h (1 - \pi_{j'j}) - D_{jst} \right) - \\
& - \sum_{j \in J} \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \sigma_{jst} \left( \sum_{i \in I} y_{ij} - \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \tilde{u}_{jj'st} + \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \tilde{u}_{j'jst} (1 - \pi_{j'j}) - D_{jst} (1 + \varepsilon) \right).
\end{aligned}$$

После перегруппировки слагаемых получим следующую эквивалентную запись:

$$\begin{aligned}
& L(x, y, u, \tilde{u}, a, \lambda^w, \lambda^h, \sigma, \underline{\xi}, \bar{\xi}, \underline{\nu}, \bar{\nu}, \underline{\mu}^w, \bar{\mu}^w, \underline{\mu}^h, \bar{\mu}^h, \underline{\gamma}^w, \bar{\gamma}^w, \underline{\gamma}^h, \bar{\gamma}^h, \underline{\eta}, \bar{\eta}) = \\
& = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\tau_s^w \nu_{ij} - \lambda_{jst}^w - \underline{\mu}_{ijst}^w + \bar{\mu}_{ijst}^w) x_{ijst}^w + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\tau_s^h \nu_{ij} - \lambda_{jst}^h - \underline{\mu}_{ijst}^h + \bar{\mu}_{ijst}^h) x_{ijst}^h + \\
& + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} (fk_{ij} + b_{ij} - \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \sigma_{jst} - \underline{\xi}_{ij} + \bar{\xi}_{ij}) y_{ij} + \\
& + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \in J \\ j' > j}} (fk_{jj'} + \beta_{jj'} - \underline{\nu}_{jj'} + \bar{\nu}_{jj'} - \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\gamma}_{jj'st}^w - \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\gamma}_{jj'st}^h - \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \bar{\eta}_{jj'st}) a_{jj'} + \\
& + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\lambda_{jst}^w - \lambda_{j'st}^w (1 - \pi_{j'j}) - \underline{\gamma}_{jj'st}^w + \bar{\gamma}_{jj'st}^w) u_{jj'st}^w + \\
& + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\lambda_{jst}^h - \lambda_{j'st}^h (1 - \pi_{j'j}) - \underline{\gamma}_{jj'st}^h + \bar{\gamma}_{jj'st}^h) u_{jj'st}^h + \\
& + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} (\sigma_{jst} - \sigma_{j'st} (1 - \pi_{j'j}) - \underline{\eta}_{jj'st} + \bar{\eta}_{jj'st}) \tilde{u}_{jj'st} + \\
& + \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \lambda_{jst}^w D_{jst} + \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \lambda_{jst}^h D_{jst} + \sum_{j \in J} \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \sigma_{jst} D_{jst} (1 + \varepsilon) + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \underline{\xi}_{ij} y_{ij}^0 - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \bar{\xi}_{ij} \bar{y}_{ij} - \\
& - f \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} k_{ij} y_{ij}^0 + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \in J \\ j' > j}} \underline{\nu}_{jj'} a_{jj'}^0 - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \in J \\ j' > j}} \bar{\nu}_{jj'} \bar{a}_{jj'} - f \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' > j}} \kappa_{jj'} a_{jj'}^0 + \\
& + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \underline{\mu}_{ijst}^w x_{ijst}^0 - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\mu}_{ijst}^w \bar{x}_{ijst} + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \underline{\mu}_{ijst}^h x_{ijst}^0 - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\mu}_{ijst}^h \bar{x}_{ijst}.
\end{aligned}$$

От функции Лагранжа перейдем к функции, двойственной по Лагранжу:

$$\begin{aligned}
& \Theta(\lambda^u, \lambda^h, \sigma, \underline{\xi}, \bar{\xi}, \underline{\nu}, \bar{\nu}, \underline{\mu}^w, \bar{\mu}^w, \underline{\mu}^h, \bar{\mu}^h, \underline{\gamma}^w, \bar{\gamma}^w, \underline{\gamma}^h, \bar{\gamma}^h, \underline{\eta}, \bar{\eta}) = \\
& = \min_{x, y, u, \tilde{u}, a} \left\{ L(x, y, u, \tilde{u}, a, \lambda^w, \lambda^h, \sigma, \underline{\xi}, \bar{\xi}, \underline{\nu}, \bar{\nu}, \underline{\mu}^w, \bar{\mu}^w, \underline{\mu}^h, \bar{\mu}^h, \underline{\gamma}^w, \bar{\gamma}^w, \underline{\gamma}^h, \bar{\gamma}^h, \underline{\eta}, \bar{\eta}) \right\} = \\
& = \min_{x, y, u, \tilde{u}, a} \left\{ \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\tau_s^w \nu_{ij} - \lambda_{jst}^w - \underline{\mu}_{ijst}^w + \bar{\mu}_{ijst}^w) x_{ijst}^w + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\tau_s^h \nu_{ij} - \lambda_{jst}^h - \underline{\mu}_{ijst}^h + \bar{\mu}_{ijst}^h) x_{ijst}^h + \right. \\
& \quad \left. + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} (fk_{ij} + b_{ij} - \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \sigma_{jst} - \underline{\xi}_{ij} + \bar{\xi}_{ij}) y_{ij} + \right.
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' > j}} (f\kappa_{jj'} + \beta_{jj'} - \underline{\nu}_{jj'} + \bar{\nu}_{jj'} - \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\gamma}_{jj'st}^w - \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\gamma}_{jj'st}^h - \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \bar{\eta}_{jj'st}) a_{jj'} \\
& + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \neq j}} \sum_{j' \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\lambda_{jst}^w - \lambda_{j'st}^w (1 - \pi_{j'j}) - \gamma_{jj'st}^w + \bar{\gamma}_{jj'st}^w) u_{jj'st}^w + \\
& + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \neq j}} \sum_{j' \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\lambda_{jst}^h - \lambda_{j'st}^h (1 - \pi_{j'j}) - \gamma_{jj'st}^h + \bar{\gamma}_{jj'st}^h) u_{jj'st}^h + \\
& + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \neq j}} \sum_{j' \in J} \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} (\sigma_{jst} - \sigma_{j'st} (1 - \pi_{j'j}) - \eta_{jj'st} + \bar{\eta}_{jj'st}) \tilde{u}_{jj'st} \} + \\
& + \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \lambda_{jst}^w D_{jst} + \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \lambda_{jst}^h D_{jst} + \sum_{j \in J} \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \sigma_{jst} D_{jst} (1 + \varepsilon) + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \xi_{ij} y_{ij}^0 - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \bar{\xi}_{ij} \bar{y}_{ij} - \\
& - f \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} k_{ij} y_{ij}^0 + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \in J \\ j' > j}} \underline{\nu}_{jj'} a_{jj'}^0 - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \in J \\ j' > j}} \bar{\nu}_{jj'} \bar{a}_{jj'} - f \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' > j}} \kappa_{jj'} a_{jj'}^0 + \\
& + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \underline{\mu}_{ijst}^w x_{ijst}^0 - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\mu}_{ijst}^w \bar{x}_{ijst} + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \underline{\mu}_{ijst}^h x_{ijst}^0 - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\mu}_{ijst}^h \bar{x}_{ijst}.
\end{aligned}$$

Чтобы получить двойственную задачу, выражения-сомножители перед каждой прямой переменной следует положить равными нулю, получая таким образом ограничения-неравенства в двойственной задаче, оставшаяся часть, не содержащая прямых переменных, образует целевую функцию в двойственной задаче. Также выписываются условия неотрицательности двойственных переменных. В итоге получим следующее представление двойственной задачи:

$$\begin{aligned}
& \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \lambda_{jst}^w D_{jst} + \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \lambda_{jst}^h D_{jst} + \sum_{j \in J} \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \sigma_{jst} D_{jst} (1 + \varepsilon) + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \xi_{ij} y_{ij}^0 - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \bar{\xi}_{ij} \bar{y}_{ij} - \\
& - f \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} k_{ij} y_{ij}^0 + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \in J \\ j' > j}} \underline{\nu}_{jj'} a_{jj'}^0 - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \in J \\ j' > j}} \bar{\nu}_{jj'} \bar{a}_{jj'} - f \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' > j}} \kappa_{jj'} a_{jj'}^0 + \\
& + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \underline{\mu}_{ijst}^w x_{ijst}^0 - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\mu}_{ijst}^w \bar{x}_{ijst} + \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \underline{\mu}_{ijst}^h x_{ijst}^0 - \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\mu}_{ijst}^h \bar{x}_{ijst} \rightarrow \min, \\
& \tau_s^w \nu_{ij} - \lambda_{jst}^w - \underline{\mu}_{ijst}^w + \bar{\mu}_{ijst}^w = 0, \quad i \in I, \quad j \in J, \quad s \in S, \quad t \in T, \\
& \tau_s^h \nu_{ij} - \lambda_{jst}^h - \underline{\mu}_{ijst}^h + \bar{\mu}_{ijst}^h = 0, \quad i \in I, \quad j \in J, \quad s \in S, \quad t \in T, \\
& f\kappa_{ij} + b_{ij} - \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \sigma_{jst} - \xi_{ij} + \bar{\xi}_{ij} = 0, \quad i \in I, \quad j \in J, \\
& f\kappa_{jj'} + \beta_{jj'} - \underline{\nu}_{jj'} + \bar{\nu}_{jj'} - \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\gamma}_{jj'st}^w - \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \bar{\gamma}_{jj'st}^h - \sum_{s \in R} \sum_{t \in Q_s} \bar{\eta}_{jj'st} = 0, \quad j \in J, \quad j' \in J, \quad j' > j, \\
& \lambda_{jst}^w - \lambda_{j'st}^w (1 - \pi_{j'j}) - \gamma_{jj'st}^w + \bar{\gamma}_{jj'st}^w = 0, \quad j \in J, \quad j' \in J, \quad j' \neq j, \\
& \lambda_{jst}^h - \lambda_{j'st}^h (1 - \pi_{j'j}) - \gamma_{jj'st}^h + \bar{\gamma}_{jj'st}^h = 0, \quad j \in J, \quad j' \in J, \quad j' \neq j, \\
& \sigma_{jst} - \sigma_{j'st} (1 - \pi_{j'j}) - \eta_{jj'st} + \bar{\eta}_{jj'st} = 0, \quad j \in J, \quad j' \in J, \quad j' \neq j, \quad s \in R, \quad t \in Q_s, \\
& \sigma_{jst} \geq 0, \quad j \in J, \quad s \in R, \quad t \in Q_s, \\
& \underline{\xi}_{ij} \geq 0, \quad \bar{\xi}_{ij} \geq 0, \quad i \in I, \quad j \in J, \\
& \underline{\nu}_{jj'} \geq 0, \quad \bar{\nu}_{jj'} \geq 0, \quad j \in J, \quad j' \in J, \quad j' > j, \\
& \underline{\mu}_{ijst}^w \geq 0, \quad \bar{\mu}_{ijst}^w \geq 0, \quad \underline{\mu}_{ijst}^h \geq 0, \quad \bar{\mu}_{ijst}^h \geq 0, \quad i \in I, \quad j \in J, \quad s \in S, \quad t \in T, \\
& \underline{\gamma}_{jj'st}^w \geq 0, \quad \bar{\gamma}_{jj'st}^w \geq 0, \quad \underline{\gamma}_{jj'st}^h \geq 0, \quad \bar{\gamma}_{jj'st}^h \geq 0, \quad j \in J, \quad j' \in J, \quad j' \neq j, \quad s \in S, \quad t \in T,
\end{aligned}$$

$$\eta_{jj'st} \geq 0, \bar{\eta}_{jj'st} \geq 0, j \in J, j' \in J, j' \neq j, s \in R, t \in Q_s.$$

### Двойственный анализ прямой и двойственной задач

В [3, 4] показано, что двойственные переменные, соответствующие каждому ограничению в прямой задаче, несут определенный содержательный смысл. Остановимся на наиболее значимых из них.

В качестве примера рассмотрим ЭЭС центральной части России, которая объединяет 5 крупных регионов: Северо-Западный (NW), Центральный (С), Волжский (V), Южный (S) и Урал (U). Выделим три пиковых часа (8.00, 18.00 и 19.00) и два пиковых сезона (осень и зима). Данные для модели предоставлены лабораторией №45 ИСЭМ СО РАН.

Двойственные переменные  $\lambda_{jst}^w$  и  $\lambda_{jst}^h$  являются почасовыми ценами за электроэнергию. Данные двойственные переменные могут иметь разные значения по узлам. Это связано с тем, что при передаче электроэнергии между узлами имеются потери. Данные потери компенсируются потребителями, т.е. цена для потребителя увеличивается на величину потерь.

Например, рассмотрим значения двойственных переменных  $\lambda_{jst}^w$ , соответствующих 4 часам рабочего дня зимой (Таблица 1). При передаче электроэнергии из узла U в узел V имеются потери, цена в узле V будет равна:

$$2625,64 = \frac{1}{1 - 0,025} \cdot 2560 \text{ (коэффициент потерь } \pi = 0,025).$$

Таблица 1

Оптимальные значения двойственных переменных  $\lambda_{jst}^w$

Узел, $j$	Двойственная переменная $\lambda_{jst}^w$
NW	1747,20
С	1792,00
S	1984,00
V	2625,64
U	2560,00

Также необходимо отметить, что при использовании линии электропередач на максимальной пропускной способности к цене для потребителя добавляется величина, равная двойственной переменной  $\bar{\gamma}_{jj'st}^w$  или  $\bar{\gamma}_{jj'st}^h$ . Данная величина является платежом потребителей за использование максимальной пропускной способности и платится системному оператору с целью развития пропускной способности линий.

Рассмотрим таблицу 2, в которой представлены оптимальные значения режимных перетоков  $u_{jj'st}^w$  и двойственных переменных  $\bar{v}_{jj'}$ , а также пропускная способность  $a_{jj'}$ .

Например, при передаче электроэнергии из узла С в узел S помимо потерь потребитель платить за использование линии на максимальной пропускной

$$\text{способности, цена в узле S будет равна: } 1984 = 1792 \cdot \frac{1}{1 - 0,025} + 146,05.$$

Таблица 2

Оптимальные значения  $u_{jj'st}^w$  и  $\bar{v}_{jj'}$ , значение параметра  $a_{jj'}$ 

Направление перетока	Режимный переток, $u_{jj'st}^w$	Пропускная способность, $a_{jj'}$	Двойственная переменная $\bar{\gamma}_{jj'st}^w$
NW-C	62,28	3600	0,00
C-S	2000	2000	146,05
S-V	1600	1600	590,77
U-V	916,87	3500	0,00

В таблице 3 приведены оптимальные значения двойственных и прямых переменных, которые соответствуют 18 часам в выходной день зимой. Двойственные переменные  $\sigma_{jst}^w$  и  $\sigma_{jst}^h$  являются затратами на содержание резервных мощностей и возникают только в пиковые часы нагрузки. Узловая цена в пиковые часы представляет собой сумму двойственных переменных  $\lambda_{jst}^h$  и  $\sigma_{jst}^h$  в рабочие дни,  $\lambda_{jst}^w$  и  $\sigma_{jst}^w$  в выходные дни.

Таблица 3

Оптимальные значения двойственных переменных  $\lambda_{jst}^h$  и  $\sigma_{jst}^h$ 

Узел, $j$	Двойственная переменная $\lambda_{jst}^h$	Двойственная переменная $\sigma_{jst}^h$	Узловая цена ( $\lambda_{jst}^h + \sigma_{jst}^h$ )
NW	1419,60	0,00	1419,60
C	1456,00	0,00	1456,00
S	1378,00	115,33	1493,33
V	1326,00	205,62	1531,62
U	1360,00	244,90	1604,90

Таким образом, двойственный анализ играет важную роль при поиске узловых цен в рыночной модели ОРИРЕС. Он позволяет не только определить узловые цены для каждого часа и сезона в модели, но также установить соотношения между ценами по узлам.

## Литература

1. Беляев, Л.С. Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей [Текст] / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников. – Новосибирск: Наука, 2004. – 205 с.
2. Васильев, Ф.П. Методы оптимизации [Текст] / Ф.П. Васильев. – М.: Факториал Пресс, 2002. – 824 с.
3. Гах, С.А. Применение двойственных оценок для поиска решения в рыночной модели оптимизации и развития электроэнергетической системы [Текст] / С.А. Гах // Информационный бюллетень Ассоциации математического программирования / ИММ УрО РАН. – Екатеринбург, 2015. – № 13. – С. 81-82.
4. Гах, С.А. Двойственный анализ модели долгосрочного развития ЭЭС с учетом развития генерирующих мощностей [Текст] / С.А. Гах, О.В. Хамисов // Проблемы оптимизации и экономические приложения: материалы VI Международной конференции (Омск, 28 июня – 4 июля 2015 г.). – Омск, 2015. – С. 169.

## ДВУХУРОВНЕВАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ В РЫНОЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ

Н.В. Дресвянская

### Введение

Все более актуальными становятся задачи, связанные с исследованием взаимодействия Системного оператора (СО) и поставщиков электроэнергии [1]. Поставщиками на рынке являются генерирующие компании (ГенКо).

В работе рассматривается двухуровневая модель, где на нижнем уровне Системный оператор решает задачу планирования, определяет объем генерации электроэнергии на каждой электростанции, а также вычисляет узловые равновесные цены, исходя из оптимизации режимов в узлах системы по критерию максимизации функции общественного благосостояния на основе функций предложения, объявленных поставщиками. А на верхнем уровне ГенКо решает задачу максимизации прибыли и формирования параметров собственной функции предложения, исходя из знаний о способе ценообразования на рынке.

При этом на верхнем уровне действует несколько генерирующих компаний, каждая из которых стремится максимизировать собственную прибыль. Вследствие чего на верхнем уровне возникает задача поиска равновесия.

Доказано, что без учета сетевых ограничений равновесие по Нэшу в данной модели существует, а нахождение равновесия сводится к решению системы линейных уравнений. При наличии сетевых ограничений равновесие может и не существовать.

### Постановка задачи

Рассматривается рынок электроэнергии, состоящий из  $n$  игроков. Стратегию торгов будем моделировать, как задачу двухуровневой оптимизации. В данном случае задача верхнего уровня моделирует действия ГенКо, стремящихся максимизировать прибыль и формирующую информацию для передачи СО. Эта информация состоит из параметров собственной функции предложения.

Функция издержек на производство электроэнергии ГенКо в узле  $i$  представлена квадратичной зависимостью

$$C_i(q_i) = b_i q_i + \frac{1}{2} c_i q_i^2, \quad i = 1, \dots, n \quad (1)$$

где  $b_i, c_i$  - положительные коэффициенты.

Задача нижнего уровня моделирует действия СО, который планирует загрузку электростанций и вычисляет узловые равновесные цены, при этом максимизирует функцию общественного благосостояния на основе функций предложения, представленных поставщиками.

Задача Системного оператора формализуется следующим образом:

$$F(D, d, q) = eD - \frac{1}{2} fD^2 - \sum_{i=1}^n \left( b_i q_i + \frac{1}{2} c_i q_i^2 \right) \rightarrow \max_{D, d, q} \quad (2)$$

$$Ay = d - q, \quad (3)$$

$$D = \sum_{i=1}^n d_i, \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^n d_i = \sum_{i=1}^n q_i, \quad (5)$$

$$\underline{q}_i \leq q_i \leq \bar{q}_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad (6)$$

где  $e$  и  $f$  - константы, характеризующие обратную функцию спроса

$$p = e - fD, \quad (7)$$

параметры  $b_i$  и  $x_i$  характеризуют функции предложения производителей

$$p_i = b_i + x_i q_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad (8)$$

$A$  - матрица инцидентий,  $d = (d_1, \dots, d_n)^T$  - вектор спроса, причем в узлах, где спроса нет будем полагать  $d_i = 0$ ,  $q = (q_1, \dots, q_n)^T$  - вектор предложения и  $q_i = 0$  для узлов без предложения, константы  $\underline{q}_i$  и  $\bar{q}_i$  задают границы производственных мощностей производителей, переменная  $D$  представляет собой суммарный спрос и введена для удобства изложения, равенство (5) отражает условие равенства спроса и предложения.

Поскольку  $A$  - матрица инцидентий, то из условия равенства спроса и предложения (5) следует разрешимость системы линейных уравнений (3). Этот факт основывается на так называемой альтернативе Фредгольма.

*Альтернатива Фредгольма.* Система линейных уравнений  $Ax = b$  совместна тогда и только тогда, когда  $b^T z = 0$  для любого вектора  $z$  такого, что  $z^T A = 0$ .

Перейдем к анализу системы (3). Так как  $A$  - матрица инцидентий, то из  $z^T A = 0$  следует  $z_1 = z_2 = \dots = z_n = \xi$ , т.е. вектор  $z$  состоит из одних и тех же чисел. Тогда

$$b^T z = \sum_{i=1}^n (d_i - q_i) \xi = \xi \left( \sum_{i=1}^n d_i - \sum_{i=1}^n q_i \right) = 0 \quad (9)$$

в силу (5). Следовательно, система (3) разрешима для любого вектора правых частей, удовлетворяющего равенству спроса и предложения. Поэтому в дальнейшем достаточно ограничиться условием (5), вектор перетоков  $u$  всегда найдется.

Далее можно исключить из рассмотрения переменные  $D$  и  $d$ , используя (4) и (5). И если предположить, что ограничения на производственные мощности (6) не существенны (т.е. их можно не учитывать), то получим задачу безусловной оптимизации вида

$$F(q) \rightarrow \max, \quad (10)$$

$$q \in R^n. \quad (11)$$

Пусть  $q^*$  - решение задачи (10)-(11). Мы можем восстановить равновесный суммарный спрос

$$D^* = \sum_{i=1}^n q_i^*.$$

Проблема в том, как восстановить спрос в узлах  $d_i^*$ . Равенства

$$\sum_{i=1}^n d_i^* = D^*$$

недостаточно. Для решения этой проблемы сделаем следующее предположение.

*Предположение о спросе.* Спрос в узлах задается линейной (прямой) функцией спроса

$$d_i = \alpha_i - \beta_i p, \quad i = 1, \dots, n. \quad (12)$$

Суммарный спрос

$$D = \sum_{i=1}^n d_i = \sum_{i=1}^n \alpha_i - \left( \sum_{i=1}^n \beta_i \right) p = \alpha - \beta p$$

откуда, выразив  $p$  через  $D$ , получим обратную функцию спроса (7). Тогда, зная  $D^*$  найдем  $p^*$ , а затем по формулам (12) восстановим спрос в узлах  $d_i^*$ .

После решения задачи (10)-(11)  $q_i$  и соответствующие узловые цены  $p_i$  отправляются на верхний уровень, поставщикам электроэнергии (ГенКо), где с учетом полученных данных для максимизации прибыли, оптимизируется линейная функция предложения

$$\pi_i(x) = p_i(x)q_i(x) - b_i q_i(x) - \frac{1}{2} c_i q_i^2(x) \rightarrow \max_{x_i}, \quad (13)$$

где  $p_i(x) = b_i + x_i q_i(x)$ .

Решение данной задачи позволяет  $i$ -ой ГенКо найти переменную  $x_i$ , которая также известна, как функция отклика (наилучшего ответа). Функция наилучшего ответа  $i$ -го поставщика показывает его ответ на действия других поставщиков. В точке пересечения графиков функций наилучших ответов находится рыночное равновесие.

### Решение задачи нижнего уровня

Запишем целевую функцию задачи нижнего уровня (2) в следующем виде:

$$\begin{aligned} F(q) &= e \sum_{i=1}^n q_i - \frac{1}{2} f \left( \sum_{i=1}^n q_i \right)^2 - \sum_{i=1}^n b_i q_i - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n x_i q_i^2 = \\ &= \sum_{i=1}^n (e - b_i) q_i - \frac{1}{2} \left[ \sum_{i=1}^n x_i q_i^2 + f \left( \sum_{i=1}^n q_i \right)^2 \right], \end{aligned} \quad (14)$$

$x_i > 0$ ,  $i = 1, \dots, n$ ,  $f > 0$ . Очевидно, что  $F$  - квадратичная функция и, поскольку квадратичная часть

$$\left[ \sum_{i=1}^n x_i q_i^2 + f \left( \sum_{i=1}^n q_i \right)^2 \right] > 0 \quad \forall q \neq 0,$$

то  $F$  - сильно вогнутая квадратичная функция, следовательно, задача (10)-(11) имеет единственное решение.

Теперь проанализируем условия оптимальности задачи (10)-(11), имеющие вид  $\nabla F(q) = 0$ . Для этого перепишем  $F$  в следующем виде:

$$F(q) = v^T q - \frac{1}{2} q^T M q, \quad (15)$$

где  $M = X + f \cdot uu^T$  и

$$v = \begin{pmatrix} e - b_1 \\ e - b_2 \\ \vdots \\ e - b_n \end{pmatrix}, \quad X = \begin{pmatrix} x_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & x_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & x_n \end{pmatrix}, \quad u = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{pmatrix}. \quad (16)$$

Теперь условие  $\nabla F(q) = 0$  эквивалентно следующей системе линейных уравнений  $Mq = v$  и ее решение  $q = M^{-1}v$ . Для вычисления матрицы  $M^{-1}$  воспользуемся известной формулой Шермана-Моррисона [2]

$$(A + zw^T)^{-1} = A^{-1} - \frac{1}{1 + w^T A^{-1} z} A^{-1} z w^T A^{-1}, \quad (17)$$

в которой  $A$  - невырожденная  $n \times n$  матрица,  $z \in R^n$ ,  $w \in R^n$  и предполагается, что  $1 + w^T A^{-1} z \neq 0$ .

Подставив в (17)  $X$  вместо  $A$  и вектор

$$r = \begin{pmatrix} \sqrt{f} \\ \vdots \\ \sqrt{f} \end{pmatrix}$$

вместо векторов  $z$  и  $w$ , получим

$$M^{-1} = (X + rr^T)^{-1} = X^{-1} - \frac{1}{1 + r^T X^{-1} r} X^{-1} rr^T X^{-1}. \quad (18)$$

Поскольку  $1 + r^T X^{-1} r = 1 + f \sum_{i=1}^n \frac{1}{x_i}$ ,

$$X^{-1} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{x_n} \end{pmatrix}, \quad X^{-1} rr^T X^{-1} = f \begin{pmatrix} \frac{1}{x_1^2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_2^2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{x_n^2} \end{pmatrix},$$

то компоненты вектора  $q = M^{-1}v$  находятся по формулам:

$$q_i = q_i(x) = \frac{1}{x_i} - \frac{f}{1 + f \sum_{i=1}^n \frac{1}{x_i}} \cdot \frac{1}{x_i^2}, \quad i = 1, \dots, n. \quad (19)$$

В последней формуле используется запись  $q_i = q_i(x)$ , чтобы подчеркнуть, что в дальнейшем нас будут интересовать оптимальные значения  $q_i$ ,  $i = 1, \dots, n$  как функции векторного параметра  $x$ . Введем обозначения  $g_i(x_{-i}) = 1 + f \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{1}{x_j}$  и перепишем выражение (19) в следующем виде:

$$q_i(x) = q_i(x_i, x_{-i}) = \frac{1}{x_i} - \frac{f}{g_i(x_{-i}) + f \cdot \frac{1}{x_i}} \cdot \frac{1}{x_i^2} = \frac{g_i(x_{-i}) \cdot \frac{1}{x_i}}{g_i(x_{-i}) + f \cdot \frac{1}{x_i}} = \frac{g_i(x_{-i})}{g_i(x_{-i}) \cdot x_i + f}. \quad (20)$$

Поскольку  $g_i(x_{-i}) > 0 \quad \forall x_{-i} > 0$ , то и  $q_i(x) > 0 \quad \forall x > 0$ .

### Доказательство существования рыночного равновесия

Перейдем к анализу прибыли  $i$ -го поставщика. Преобразуем выражение (13)

$$\begin{aligned} \pi_i(x) &= [b_i + x_i q_i(x)] q_i(x) - b_i q_i(x) - \frac{1}{2} c_i q_i^2(x) = \\ &= b_i q_i(x) + x_i q_i^2(x) - b_i q_i(x) - \frac{1}{2} c_i q_i^2(x) = \\ &= \left( x_i - \frac{1}{2} c_i \right) q_i^2(x). \end{aligned} \quad (21)$$

Следовательно, для того, чтобы прибыль  $\pi_i(x)$  была положительна, необходимо выполнение неравенства

$$x_i - \frac{1}{2}c_i > 0. \quad (22)$$

Далее будем считать, что неравенство (22) выполнено. Из (21) с учетом (20) получим

$$\pi_i(x) = \pi_i(x_i, x_{-i}) = \frac{\left(x_i - \frac{1}{2}c_i\right)g_i^2(x_{-i})}{[g_i(x_{-i}) \cdot x_i + f]^2}. \quad (23)$$

Пусть  $\gamma > 0$  - константа, тогда неравенство

$$\frac{\left(x_i - \frac{1}{2}c_i\right)g_i^2(x_{-i})}{[g_i(x_{-i}) \cdot x_i + f]^2} \geq \gamma \quad (24)$$

эквивалентно следующему

$$\left(x_i - \frac{1}{2}c_i\right)g_i^2(x_{-i}) \geq \gamma \cdot [g_i(x_{-i}) \cdot x_i + f]^2. \quad (25)$$

Очевидно, что множество величин  $x_i$ , удовлетворяющих неравенству (25) выпукло, следовательно  $\pi_i(x_i, x_{-i})$  - квазивогнутая по  $x_i$  функция. Из известной теоремы о существовании равновесия [3] следует, что в данной игре существует равновесие по Нэшу.

Для нахождения равновесия продифференцируем  $\pi_i(x)$  по  $x_i$

$$\frac{\pi_i(x)}{\partial x_i} = q_i^2(x) + \left(x_i - \frac{1}{2}c_i\right)2q_i(x) \frac{\partial q_i(x)}{\partial x_i} = q_i(x) \left[ q_i(x) + 2 \left(x_i - \frac{1}{2}c_i\right) \frac{\partial q_i(x)}{\partial x_i} \right]. \quad (26)$$

Производная

$$\frac{\partial q_i(x)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[ \frac{g_i(x_{-i})}{g_i(x_{-i}) \cdot x_i + f} \right] = - \frac{g_i^2(x_{-i})}{[g_i(x_{-i}) \cdot x_i + f]^2} = -q_i^2(x).$$

Откуда с учетом (26)

$$\frac{\pi_i(x)}{\partial x_i} = q_i^2(x) \left[ 1 - 2 \left(x_i - \frac{1}{2}c_i\right) q_i(x) \right]. \quad (27)$$

Поскольку  $q_i(x) > 0$ , то равенство  $\frac{\partial \pi_i(x_i, x_{-i})}{\partial x_i} = 0$  эквивалентно равенству

$$\left(x_i - \frac{1}{2}c_i\right)q_i(x) = \frac{1}{2}. \quad (28)$$

Из (20) следует

$$\left(x_i - \frac{1}{2}c_i\right) \frac{g_i(x_{-i})}{g_i(x_{-i}) \cdot x_i + f} = \frac{1}{2},$$

следовательно,

$$(2x_i - c_i)g_i(x_{-i}) = g_i(x_{-i}) \cdot x_i + f,$$

поэтому

$$2x_i g_i(x_{-i}) - c_i g_i(x_{-i}) = x_i g_i(x_{-i}) + f$$

или

$$x_i g_i(x_{-i}) = c_i g_i(x_{-i}) + f,$$

откуда получаем функцию отклика (наилучшего ответа)  $i$ -го поставщика

$$x_i = c_i + \frac{f}{g_i(x_{-i})}. \quad (29)$$

Рассмотрим пример для двух поставщиков без учета ограничений, тогда

$$\begin{cases} x_1 = c_1 + \frac{f}{1 + f \frac{1}{x_2}} \\ x_2 = c_2 + \frac{f}{1 + f \frac{1}{x_1}} \end{cases}$$

Построим график и посмотрим, как ведут себя функции наилучших ответов.

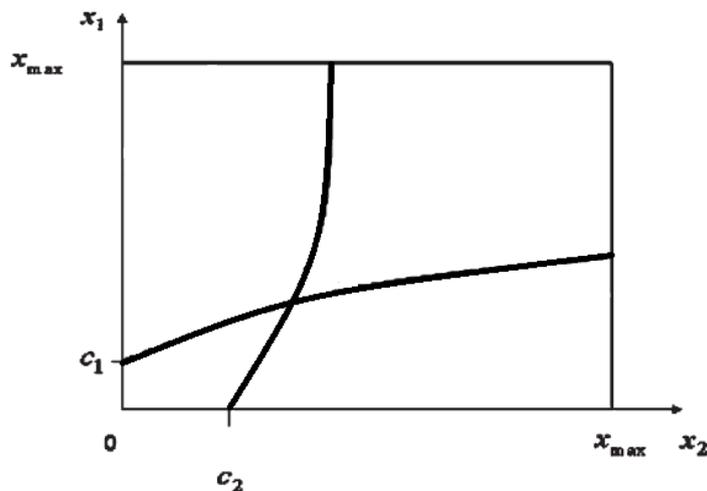


Рис. 1. Функции наилучших ответов

На рис.1  $c_1$ - это функция наилучшего ответа первого поставщика на действия второго, а  $c_2$ - функция наилучшего ответа второго поставщика на действия первого. Функции наилучших ответов двух поставщиков пересекаются в точке равновесия.

## Заключение

В работе была рассмотрена модель взаимодействия Системного оператора (СО) и поставщиков электроэнергии (ГенКо). Данная модель сформулирована как двухуровневая задача математического программирования. Для данной постановки было доказано, что целевая функция задачи нижнего уровня – сильно вогнутая квадратичная функция, следовательно, задача максимизации функции общественного благосостояния имеет единственное решение. При анализе функции прибыли была доказана ее квазивогнутость, а значит и существование равновесия по Нэшу.

## Литература

1. Liu Y., Wu F.F. Impacts of Network Constraints on Electricity Market Equilibrium // IEEE Transactions on Power Systems. – 2007. – V. 22. – № 1. – P. 126-135.
2. Каханер Д., Моулер К., Нэш С. Численные методы и математическое обеспечение. Пер. с англ. – М.: Мир, 1998. – 575 с.
3. Никайдо Х., Исода К. Заметка о бескоалиционных выпуклых играх // Бесконечные антагонистические игры. Под ред. Н.Н. Воробьева. – М.: Физматгиз, 1963. – С. 449–458.

## СТОХАСТИЧЕСКОЕ РАВНОВЕСИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КУРНО

А.В. Колосницын

### Введение

В различных литературных источниках модель Курно считается наиболее подходящей для описания поведения компаний на рынке электроэнергии [1], [2]. Согласно данной модели, каждая компания может влиять на величину своей прибыли изменяя только лишь объемы собственного производства. Цель каждой фирмы заключается в максимизации прибыли, которая зависит как от объема собственного производства, так и от объемов производства других участников рынка. Максимизируя свою прибыль, каждая фирма в состоянии построить кривую реакции, которая является оптимальным откликом компании на действия других фирм. Пересечение кривых реакций всех компаний, действующих на рынке, является равновесием по Нэшу в модели Курно, в этой точке ни одной фирме не выгодно изменять свою стратегию поведения в одностороннем порядке.

Предметом исследования данной статьи является стохастический вариант модели Курно, применяемый для описания поведения конкурирующих компаний на рынке электроэнергии и позволяющий учитывать стохастическую неопределенность параметров спроса и предложения. Неопределенность спроса в нашей модели будет выражена нагрузкой, а неопределенность предложения – предельными издержками производителей и параметрами работоспособного состояния энергоблоков.

В основе данной работы лежит статья [1], описывающая идею и постановку стохастической модели Курно, но не содержащая математического анализа входящих в описание функций дохода и издержек компаний. Кроме того, в статье [1] не обсуждается вопрос о существовании равновесия в стохастической модели Курно. Таким образом наша цель будет заключаться в доказательстве существования равновесия в данной модели на основе математического анализа функций дохода и издержек каждой компании и известного факта наличия такого равновесия в некооперативной игре  $N$  лиц.

### Стохастическая модель Курно

Для описания стохастической модели Курно приняты следующие обозначения:  $n$  – число компаний;  $N_i$  – число энергоблоков  $i$ -й компании;  $c_{ij}$  – мощность энергоблока  $j$  компании  $i$ ;  $d_{ij}$  – предельные затраты энергоблока  $j$  компании  $i$  (случайная величина);  $Y_{ij}$  – параметр, равный 1, если задействован энергоблок  $(i, j)$  и равный 0 в противном случае;  $p_{ij}$  – вероятность работы энергоблока  $(i, j)$ ;  $q_i$  – объем генерации электроэнергии  $i$ -й фирмы;  $Q$  – суммарное рыночное предложение электроэнергии;  $L$  – базовая нагрузка (случайная величина);  $P$  – рыночная цена на электроэнергию;  $\pi_i$  – прибыль  $i$ -й компании;  $\mu_{ij}$  – математическое ожидание случайной величины  $d_{ij}$ ;  $\sigma_{ij}$  – среднеквадратическое отклонение случайной

величины  $d_{ij}$ .

Предполагается, что на рынке действуют  $n$  конкурирующих асимметричных компаний, имеющих  $N_i - 1$  энергоблоков. Мощность  $j$ -го блока равна  $c_{ij}$ ,  $j = 1, \dots, N_i - 1$ . Для каждой компании вводится  $N_i$  энергоблок, обладающий неограниченной мощностью, что можно представить, как  $c_{iN_i} = \infty$ . Предполагается, что предельные издержки  $d_{ij}$  являются нормально распределенными случайными величинами с математическим ожиданием  $\mu_{ij}$  и дисперсией  $\sigma_{ij}^2$ . Значение параметра  $Y_{ij}$  указывает на состояние энергоблока  $j$  для  $i$ -й фирмы. При  $Y_{ij} = 1$  энергоблок находится в рабочем состоянии, а если  $Y_{ij} = 0$ , энергоблок не работает, кроме того,  $p_{ij}$  – это вероятности работы энергоблока  $(i, j)$ .

При цене  $P$  функция спроса  $Q = D(L, P)$  является случайной величиной, где нагрузка  $L$  представляет собой источник неопределенности. Будем считать, что  $L$  имеет известное распределение вероятностей. Каждая фирма выберет такой объем производства  $q_i$ ,  $i = 1, \dots, n$ , который максимизирует её ожидаемую прибыль.

Предполагаем, что  $\frac{\partial D(l, P)}{\partial P} < 0$  для каждого  $L = l$  и определяем обратную функцию спроса  $P(L, D)$ .

В данной модели все компании одновременно предлагают свой объем производимой электроэнергии  $q_i$ ,  $i = 1, \dots, n$  которые они готовы поставить по заданной цене. Рыночная равновесная цена  $P^*$  определяется после наблюдения фактического спроса. Равновесная цена  $P^*$  будет удовлетворять следующему соотношению:

$$D(l, P^*) = \sum_{i=1}^n q_i \quad \text{или} \quad P^* = P\left(l, \sum_{i=1}^n q_i\right),$$

где  $l$  – это реализация неопределенной нагрузки  $L$ .

Обозначим за  $q_{-i}$  объем предложения всех компаний, кроме  $i$ -й. Тогда прибыль компании  $i$  будет равна

$$\pi_i(q_i | q_{-i}) = q_i P(L, q_{-i} + q_i)^+ - Cost_i(q_i), \quad (1)$$

где  $Cost_i(q_i)$  – это издержки  $i$ -й компании. Прибыль  $i$ -й фирмы является случайной величиной из-за неопределённости предельных издержек и поставок со стороны фирмы. Целью каждой фирмы является выбор объема выработки электроэнергии  $q_i$ , который максимизирует ожидаемую прибыль, выражаемую через математическое ожидание прибыли (1):

$$M[\pi_i(q_i | q_{-i})] = q_i \int_{-\infty}^{+\infty} P(l, q_{-i} + q_i)^+ f(l) dl - M_{Y,d}[Cost_i(q_i)], \quad (2)$$

где  $f(l)$  – это функция плотности вероятностей.

Сделаем два важных предположения:

1. Спрос является линейной функцией:

$$Q = D(L, P) = L - mP, \quad m > 0, \quad P(L, Q) = \frac{L - Q}{m}.$$

2. Случайная величина  $L$  равномерно распределена на отрезке  $[L_1, L_2]$ , тогда функция плотности вероятностей имеет следующий вид:

$$f(l) = \frac{1}{L_2 - L_1}.$$

С учетом сделанных предположений при вычислении ожидаемой прибыли для каждой компании необходимо рассмотреть два возможных случая.

1.  $Q \leq L_1$ .

В данном случае в рассмотрение попадает весь отрезок  $[L_1, L_2]$ , который и определит пределы интегрирования в формуле (2) для первого слагаемого, представляющего собой доход фирмы. Обозначим данное слагаемое за  $R(q_i, q_{-i})$  и получим

$$\begin{aligned} R(q_i, q_{-i}) &= q_i \int_{L_1}^{L_2} \frac{L-Q}{m} \frac{1}{L_2 - L_1} dL = q_i \frac{1}{m(L_2 - L_1)} \int_{L_1}^{L_2} (L-Q) dL = \\ &= q_i \frac{1}{m(L_2 - L_1)} \left( \frac{L^2}{2} \Big|_{L_1}^{L_2} - QL \Big|_{L_1}^{L_2} \right) = q_i \frac{L_2 + L_1 - 2Q}{2m}. \end{aligned}$$

2.  $L_1 < Q \leq L_2$ .

В данном случае в качестве возможной нагрузки нас будет интересовать отрезок  $[Q, L_2]$ :

$$R(q_i, q_{-i}) = q_i \int_Q^{L_2} \frac{L-Q}{m} \frac{1}{L_2 - L_1} dL = q_i \frac{(L_2 - Q)(L_2 + Q - 2Q)}{2m(L_2 - L_1)}.$$

Обобщая полученные формулы из рассмотренных случаев, получим следующее выражение для функции дохода:

$$R(q_i, q_{-i}) = q_i \int_{L_1}^{L_2} P(l, q_{-i} + q_i)^+ f(l) dl = q_i \frac{(L_2 - L_m)(L_2 + L_m - 2Q)}{2m(L_2 - L_1)}, \quad (3)$$

где  $L_m = \max\{L_1, Q\}$ ,  $Q = (q_{-i} + q_i)$ .

### Важный результат из теории некооперативных игр

Напомним, что некооперативной игрой  $N$  лиц называется набор  $\langle N, \{X_i\}_{i=1}^N, \{F_i\}_{i=1}^N \rangle$ , в котором  $N = \{1, \dots, N\}$  – множество игроков,  $X_i \subset R^{n_i}$  – множество стратегий игрока  $i$ ,  $F: X \rightarrow R$ ,  $X = X_1 \times X_2 \times \dots \times X_n$  – функция выигрыша игрока  $i$ . Множество  $X \subset R^n$ ,  $n = n_1 + \dots + n_N$  называется множеством ситуаций игры. Стратегией игрока  $i$  называется вектор  $x_i \in X_i$ . Функция выигрыша  $F_i$  зависит не только от собственной стратегии игрока  $i$ , но и от стратегий других игроков. Саму игру можно описать следующим образом. Игрок  $i$  выбирает некоторую стратегию  $x_i$  из своего множества стратегий  $X_i$ , тем самым формируется ситуация  $x = (x_1, x_2, \dots, x_N)$ . Затем каждый игрок  $i$  определяет свой выигрыш  $F_i(x)$ . Поскольку описанная в предыдущем разделе стохастическая версия модели Курно укладывается в теорию некооперативных игр  $N$  лиц, для нас будет важен теоретический результат, сформулированный для данных игр и позволяющий сделать вывод о существовании равновесия. Приведем его в виде утверждения.

*Утверждение.* Если в некооперативной игре  $N$  лиц функции выигрыша каждого игрока квазивогнуты по собственным переменным, а множества стратегий выпуклы и

компактны, то равновесие в такой игре существует, однако может быть не единственным.

Поскольку мы упомянули в утверждении квазивогнутую функцию, будет уместно ввести ее определение.

*Определение.* Функция  $f(x)$  называется квазивогнутой по переменной  $x$ , если множество  $L_\alpha = \{x : f(x) \geq \alpha\}$  выпукло для любого действительного значения  $\alpha$ .

Учитывая сформулированный результат, нам необходимо проанализировать функции прибылей компаний для установления возможности существования равновесия в стохастической модели Курно.

### Анализ функции дохода компаний

Для определения свойств полученной функции дохода компаний, рассмотрим выражение:

$$R(q_i, q_{-i}) = q_i \frac{(L_2 - L_m)(L_2 + L_m - 2Q)}{2m(L_2 - L_1)}, \quad L_m = \max\{L_1, Q\}, \quad i = 1, \dots, n.$$

Предположим, что  $Q = q_{-i} + q_i \leq L_1$ , тогда  $L_m = L_1$ , в итоге получаем

$$R(q_i, q_{-i}) = q_i \frac{(L_2 - L_1)(L_2 + L_1 - 2(q_{-i} + q_i))}{2m(L_2 - L_1)} = \frac{1}{2m} [(L_2 + L_1 - 2q_{-i})q_i - 2q_i^2]. \quad (4)$$

Функция (4) является вогнутой квадратичной функцией переменной  $q_i$ . Данного результата мы и хотели достичь.

Рассмотрим второй возможный случай:  $q_{-i} + q_i > L_1$ , тогда  $L_m = q_{-i} + q_i$  и, следовательно,

$$\begin{aligned} R(q_i, q_{-i}) &= q_i \frac{(L_2 - (q_{-i} + q_i))(L_2 + (q_{-i} + q_i) - 2(q_{-i} + q_i))}{2m(L_2 - L_1)} = \\ &= \frac{1}{2m(L_2 - L_1)} q_i [L_2 - (q_{-i} + q_i)]^2, \quad i = 1, \dots, n. \end{aligned}$$

Отметим, что мы предполагаем выполнение условия  $L_2 \geq Q$ , и, следовательно, также справедливо условие  $L_2 - (q_{-i} + q_i) \geq 0$ .

Введем обозначение:  $r_i = L_2 - q_{-i}$ ,  $i = 1, \dots, n$ , и исследуем поведение функции

$$\varphi_i(q_i) = q_i(r_i - q_i)^2 \quad (5)$$

на отрезке  $[0, r_i]$ . Очевидно, что  $\varphi_i(0) = \varphi_i(r_i) = 0$ . Найдем производную функции (5):

$$\varphi_i'(q_i) = (r_i - q_i)^2 + 2q_i(r_i - q_i)(-1) = (r_i - q_i)(r_i - 3q_i).$$

Получаем две стационарные точки:  $\varphi_i'(r_i) = 0$ ,  $\varphi_i'\left(\frac{r_i}{3}\right) = 0$ .

Теперь найдем вторую производную:

$$\varphi_i''(q_i) = (-1)(r_i - 3q_i) + (r_i - q_i)(-3) = 6q_i - 4r_i.$$

На отрезке  $\left[0, \frac{2}{3}r_i\right]$  вторая производная  $\varphi_i''(q_i) \leq 0$ , следовательно, функция  $\varphi_i$

вогнута на данном отрезке и достигает максимума в точке  $\frac{r_i}{3}$ . На отрезке  $\left[\frac{2}{3}r_i, r_i\right]$

вторая производная  $\varphi_i''(q_i) \geq 0$ , следовательно, функция на этом отрезке выпукла и достигает минимума в точке  $r_i$ . График функции  $\varphi_i$  приведен на рис. 1.

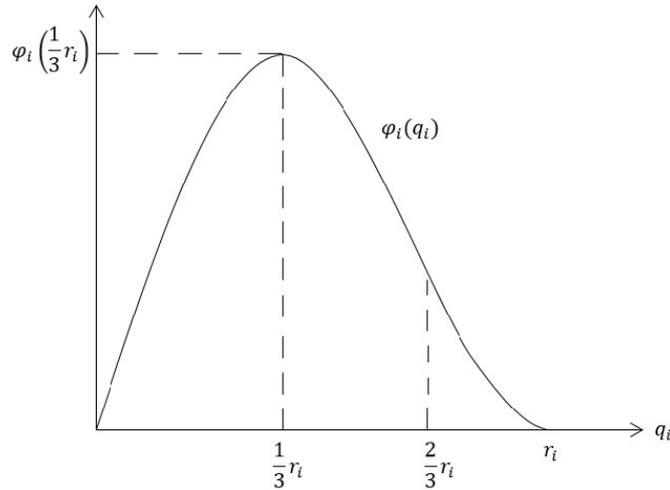


Рис. 1. График функции  $\varphi_i$

Функция  $\varphi_i$  возрастает на отрезке  $\left[0, \frac{r_i}{3}\right]$  и убывает на отрезке  $\left[\frac{r_i}{3}, r_i\right]$ , следовательно,  $\varphi_i$  квазивогнута на отрезке  $[0, r_i]$ . В данном случае мы вновь получили необходимый результат, подтвердив квазивогнутость функции дохода каждой компании. Дополнительно можно доказать, что функция дохода каждой фирмы

$$R(q_i, q_{-i}) = \begin{cases} \frac{1}{2m} [(L_2 + L_1 - 2q_{-i}) - 2q_i^2], & q_{-i} + q_i \leq L_1, \\ \frac{1}{2m(L_2 - L_1)} q_i [L_2 - (q_{-i} + q_i)]^2, & L_1 < q_{-i} + q_i \leq L_2. \end{cases} \quad (6)$$

является еще и непрерывно дифференцируемой функцией, поскольку подстановка точки стыковки  $q_i = L_1 - q_{-i}$  в производные обеих частей функции (6) приведет к точному равенству данных производных.

### Анализ функции издержек и вывод о существовании равновесия

Ожидаемые издержки компании в нашей модели  $C_{ij} = M_{y,d}[Cost_i(q)]$  вычисляются рекурсивно, начиная с последнего блока. Общие формулы представимы в следующем виде

$$C_{ij}(q) = p_{ij} \mu_{ij} q + (1 - p_{ij}) C_{ij+1}(q), \quad \text{если } 0 \leq q \leq c_{ij}, \quad (7)$$

$$C_{ij}(q) = p_{ij} [\mu_{ij} c_{ij} + C_{ij+1}(q - c_{ij})] + (1 - p_{ij}) C_{ij+1}(q), \quad \text{если } q > c_{ij}. \quad (8)$$

Так как у последнего блока вероятность работы всегда равна единице, то издержки для него можно представить в виде  $C_{iN_i}(q) = q \mu_{iN_i}$ . Разберем численный пример, иллюстрирующий вид функции издержек, построенных по формулам (7), (8). Важно отметить, что издержки компаний упорядочиваются по возрастанию величин средних предельных издержек  $\mu_{ij}$ ,  $i = 1, \dots, n$ ,  $j = 1, \dots, N_i$ , что обеспечивает возрастание в целом ожидаемых издержек компании.

*Численный пример.* Для генерирующей компании известны мощности каждого из трех энергоблоков, средние предельные издержки, а также вероятность работы каждого энергоблока. Все данные приведены в следующей таблице:

Таблица  
Параметры работы энергоблоков

$c_i$	$\mu_i$	$p_i$
16	5	0.91
21	19	0.97
$\infty$	100	1

Построим функцию ожидаемых издержек. Начинаем с последнего энергоблока:

$$C_3(q) = 100q.$$

Издержки для второго энергоблока:

$$C_2(q) = \begin{cases} 21.43q, & 0 \leq q \leq 21, \\ 100q - 1649.97, & q > 21. \end{cases}$$

И, наконец, издержки для первого энергоблока:

$$C_1(q) = \begin{cases} 6.48q, & 0 \leq q \leq 16, \\ 21.43q - 239.22, & 16 < q \leq 21, \\ 28.5q - 387.72, & 21 < q \leq 37, \\ 100q - 3033.17, & q > 37. \end{cases}$$

График функции полученных ожидаемых издержек компании представлен ниже на рис. 2.

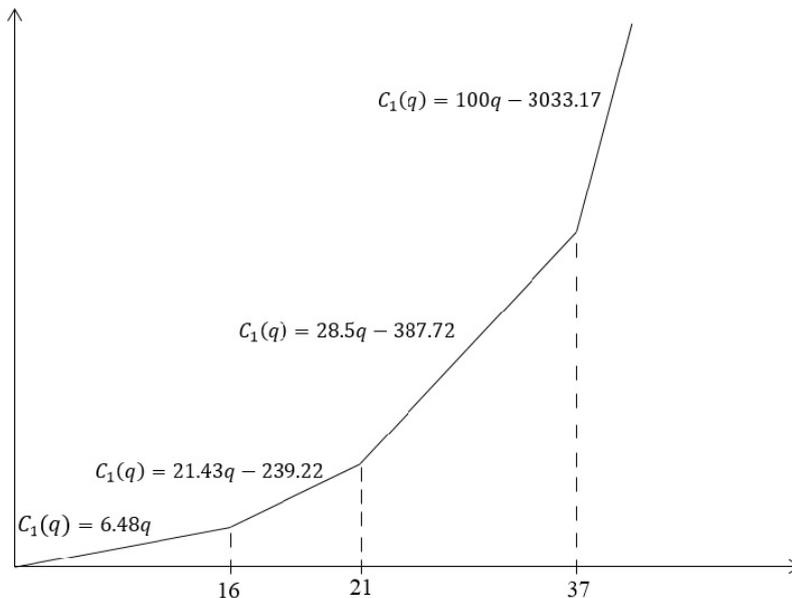


Рис. 2. График функции ожидаемых издержек

Для данного примера издержки компании представляют собой выпуклую кусочно-линейную функцию. Будем считать, что в общем случае издержки, построенные по формулам (7), (8) сохраняют аналогичную структуру. Тогда с учетом квазивогнутости функции дохода, получаем, что функция прибыли  $i$ -й компании, определяемая формулой (2), представляет собой разность квазивогнутой и выпуклой кусочно-линейной функций:

$$M[\pi_i(q_i | q_{-i})] = q_i \int_{-\infty}^{+\infty} P(l, q_{-i} + q_i)^+ f(l) dl - M_{Y,d}[Cost_i(q_i)].$$

Для определения вида полученной функции, воспользуемся результатом

следующей леммы.

*Лемма.* Пусть  $f(x)$  – квазивогнутая функция,  $g(x)$  – выпуклая кусочно-линейная функция. Тогда разность  $f(x) - g(x)$  будет являться квазивогнутой функцией.

*Доказательство.* Выпуклую кусочно-линейную функцию можно представить как максимум из линейных функций:  $g(x) = \max_{1 \leq i \leq m} \{s_i(x)\}$ , где  $s_i$ ,  $i = 1, \dots, m$  – выпуклые функции. Тогда

$$f(x) - g(x) = f(x) - \max_{1 \leq i \leq m} \{s_i(x)\} = f(x) + \min_{1 \leq i \leq m} \{-s_i(x)\} = \min_{1 \leq i \leq m} \{f(x) - s_i(x)\}.$$

Рассмотрим множество, определяющее квазивогнутость разности рассматриваемых функций:

$$L_\alpha = \{x : f(x) - g(x) \geq \alpha\} = \bigcap_{i=1}^m \{x : f(x) - s_i(x) \geq \alpha\}.$$

Полученное множество  $L_\alpha$  представляет собой пересечение отрезков и, следовательно, выпукло. Но это и означает квазивогнутость рассматриваемой разности функций  $f(x) - g(x)$ . Лемма доказана.

В силу полученного из леммы результата мы можем сделать вывод о квазивогнутости функций прибыли каждой компании и, опираясь на результат из теории некооперативных игр, заключить, что равновесие в стохастической версии модели Курно существует.

## Заключение

Среди проделанных этапов работы можно отметить учет неопределенности в модели Курно, которая возникает как со стороны производителей электроэнергии, так и со стороны потребителей. С учетом введенных в модель случайных величин, определяющих предельные издержки генерации электроэнергии, параметры работоспособного состояния энергоблоков, а также базовую нагрузку, было получено аналитическое представление функций прибыли каждой компании. Главным итогом проведенного в данной работе исследования можно считать подробный математический анализ полученных функций прибыли каждой компании, а также доказательство существования равновесия в стохастической версии модели Курно на основе известного факта наличия равновесия в некооперативной игре  $N$  лиц.

## Литература

1. M. mazumdar, M. Bailey, J. Valenzuela. A Stochastic Cournot Model for Market Price of Electricity // Proceedings of the 2006 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. – 2006.
2. R. Baldick, R. Grant, E. Kahn. Theory and Applications of Linear Supply Function Equilibrium in Electricity Markets // Journal of Regulatory Economics. – 2004. – V. 25. – № 2. – P. 143-167.

## КОАЛИЦИОННЫЕ ИГРЫ В РАЗДЕЛЕНИИ ЭФФЕКТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ

И.М. Минарченко

### Введение

Для анализа в долгосрочном периоде совместного функционирования нескольких стран в области электроэнергетики и оценки эффективности создания межгосударственных электрических связей может быть использована модель ОРИРЭС (модель оптимизации развития и режимов электроэнергетических систем) [1], разработанная сотрудниками отдела № 40 ИСЭМ СО РАН. Данная модель является многоузловой статической моделью линейного программирования, применяемой для долгосрочного прогнозирования. Модель учитывает возможность ввода новых мощностей, а также возможность как расширения пропускных способностей существующих линий электропередачи, так и строительства новых. В модели представлены четыре сезона года, в каждом сезоне выделены рабочие и выходные сутки, разбитые на 24 равных интервала (часа). Роль переменных играют установленные и рабочие мощности электростанций, зарядные мощности гидроаккумулирующих электростанций, пропускные способности и перетоки по электрической сети, а также перетоки с учётом необходимости покрытия нагрузки в системе на случай аварийной ситуации. Целевой функцией является функция суммарных годовых приведенных затрат по всем странам, состоящая из трёх компонентов: издержек на генерацию электроэнергии, издержек на ввод и содержание мощностей и издержек на расширение и содержание линий электропередачи. Узлами в модели являются объединённые энергосистемы, содержащие некоторый набор электростанций, возможно, различных типов, и принадлежащие той или иной стране. Сотрудниками лаборатории № 45 ИСЭМ СО РАН были собраны данные для модели ОРИРЭС для анализа совместного функционирования следующих стран: России, Монголии, Китая, Северной Кореи, Южной Кореи и Японии.

Поскольку математически модель ОРИРЭС представляет собой задачу линейного программирования большой размерности, то в этом смысле её решение не встречает принципиальных трудностей. Однако при использовании модели ОРИРЭС для анализа интеграционного эффекта от электроэнергетического объединения нескольких стран возникает проблема разделения полученного экономического эффекта между участниками объединения. Для решения этой проблемы в настоящей работе предлагается использовать методику коалиционных (кооперативных) игр [2, 3].

К кооперативным играм относят нестратегические игры, в которых игроки, объединяясь в коалиции, делят полученный коалицией доход между участниками коалиции. Таким образом, целью настоящей работы является поиск таких способов распределения суммарных издержек объединения шести перечисленных выше стран между самими странами, которые бы удовлетворяли некоторому условию (принципу) оптимальности. В данной статье рассмотрены два основных принципа оптимальности классической теории кооперативных игр: *S*-ядро и вектор Шепли – и построены соответствующие им способы распределения издержек.

## Математическое описание модели ОРРЭС

Введём следующие обозначения: пусть  $J$  – множество узлов в модели,  $I$  – множество типов станций,  $S$  – множество сезонов,  $T$  – множество часов,  $\tau_s^w$  – количество рабочих дней в сезоне  $s$ ,  $\tau_s^h$  – количество выходных дней в сезоне  $s$ ,  $c_{ji}$  – удельные издержки на генерацию станции типа  $i$  в узле  $j$ ,  $x_{jst}^w$  – объём генерации в рабочие дни в час  $t$  сезона  $s$  станции типа  $i$  в узле  $j$ ,  $x_{jst}^h$  – объём генерации в выходные дни в час  $t$  сезона  $s$  станции типа  $i$  в узле  $j$ ,  $f$  – коэффициент возврата капитала,  $\gamma_{ji}$  – удельная стоимость мощностей типа  $i$  в узле  $j$ ,  $z_{ji}$  – рабочая мощность станций типа  $i$  в узле  $j$ ,  $z_{ji}^0$  – имеющаяся мощность станций типа  $i$  в узле  $j$ ,  $k_{ji}$  – удельные постоянные издержки на содержание мощностей типа  $i$  в узле  $j$ ,  $\rho_{jj'}$  – удельная стоимость линии из узла  $j$  в узел  $j'$ ,  $v_{jj'}$  – рабочая пропускная способность линии из узла  $j$  в узел  $j'$ ,  $v_{jj'}^0$  – имеющаяся пропускная способность линии из узла  $j$  в узел  $j'$ ,  $b_{jj'}$  – удельные постоянные издержки на содержание линии из узла  $j$  в узел  $j'$ ,  $y_{jj'st}^w$  – переток в рабочие дни по линии из узла  $j$  в узел  $j'$  в час  $t$  сезона  $s$ ,  $y_{jj'st}^h$  – переток в выходные дни по линии из узла  $j$  в узел  $j'$  в час  $t$  сезона  $s$ ,  $\tilde{y}_{jj'st}$  – переток с учётом необходимости покрытия нагрузки в системе на случай аварийной ситуации в пиковые часы,  $u_{jst}^w$  – величина заряда ГАЭС в рабочие дни в узле  $j$  в час  $t$  сезона  $s$ ,  $u_{jst}^h$  – величина заряда ГАЭС в выходные дни в узле  $j$  в час  $t$  сезона  $s$ . Величины  $x_{jst}^w$ ,  $x_{jst}^h$ ,  $z_{ji}$ ,  $v_{jj'}$ ,  $y_{jj'st}^w$ ,  $y_{jj'st}^h$ ,  $\tilde{y}_{jj'st}$ ,  $u_{jst}^w$ ,  $u_{jst}^h$  являются переменными. Тогда модель ОРРЭС записывается в виде следующей задачи линейного программирования:

$$\sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w c_{ji} x_{jst}^w + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h c_{ji} x_{jst}^h + \quad (1)$$

$$+ f \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \gamma_{ji} (z_{ji} - z_{ji}^0) + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} k_{ji} \gamma_{ji} z_{ji} + \quad (2)$$

$$+ f \sum_{j \in J} \sum_{j' \in J} \rho_{jj'} (v_{jj'} - v_{jj'}^0) + \sum_{j \in J} \sum_{j' \in J} b_{jj'} \rho_{jj'} v_{jj'} \rightarrow \min, \quad (3)$$

$$(x^w, x^h, z, v) \in \Omega(y^w, y^h, \tilde{y}, u^w, u^h), \quad (4)$$

где допустимое множество  $\Omega$  определяется следующими соотношениями: балансовыми ограничениями в рабочие и выходные дни для каждого узла, ограничениями на мощности с учётом необходимости покрытия нагрузки в случае аварийной ситуации в пиковые часы, ограничениями на генерацию с учётом коэффициентов готовности, ограничениями на развитие мощностей и развитие линий электропередачи, ограничениями на перетоки между узлами, ограничениями на годовую и сезонную выработку ГАЭС, а также ограничениями на суточную мощность ГАЭС в зависимости от накопленного заряда и от максимального числа часов использования ГАЭС. В статье мы не будем приводить математическую запись соотношений, определяющих  $\Omega$ . В целевой функции выражение (1) есть суммарные годовые издержки на генерацию, (2) – суммарные годовые издержки на ввод и содержание мощностей и (3) – суммарные годовые издержки на расширение и содержание линий электропередачи.

С учётом предоставленных числовых данных модель ОРРЭС содержит 42 тыс. переменных и 56 тыс. ограничений.

## Сведения из теории кооперативных игр

В данном разделе приведём некоторые сведения из теории кооперативных игр, которые понадобятся нам для дальнейшего изложения.

Особенностью кооперативной игры является возможность объединения игроков в коалиции. Представляется естественным при этом, что объединение игроков в максимальную коалицию обеспечит не только максимальный суммарный выигрыш, но и приведёт к наилучшим результатам для каждого отдельно взятого игрока. Поскольку любая коалиция рассматривается как единый игрок, то возникает задача разделения выигрыша коалиции между её участниками. При этом способ получения своего выигрыша коалицией в классической теории кооперативных игр отходит на второй план, определяясь при постановке игры.

Пусть  $N = \{1, 2, \dots, n\}$  – множество всех игроков. Любое непустое подмножество  $K \subseteq N$  называется *коалицией*. Множество  $N$  также называют *максимальной коалицией*.

*Определение.* Характеристической функцией игры  $n$  лиц называется функция  $v$ , определённая на множестве всех коалиций и принимающая действительные значения, которая удовлетворяет следующему условию:

$$v(K) + v(T) \leq v(K \cup T) \quad \forall K \subset N, \forall T \subset N: K \cap T = \emptyset. \quad (5)$$

Говорят, что характеристическая функция  $v$  сопоставляет каждой коалиции  $K \subseteq N$  её доход  $v(K)$ . Условие (5) называют свойством супераддитивности. Оно означает, что коалиция  $K \cup T$  имеет выигрыш не меньший, чем сумма выигрышей двух непересекающихся коалиций  $K$  и  $T$ , действующих независимо.

Значение  $v(K)$  отражает тот наибольший выигрыш, который коалиция  $K$  может себе гарантировать. Заметим, что в худшем для  $K$  случае остальные игроки могут объединиться в коалицию  $N \setminus K$  с противоположными по отношению к  $K$  интересами, что, таким образом, формирует антагонистическую игру, в которой первым игроком является коалиция  $K$ , вторым –  $N \setminus K$ , а функцией выигрыша первого игрока является сумма функций выигрыша игроков из  $K$ . Тогда  $v(K)$  определяется как наибольший гарантированный выигрыш первого игрока в полученной антагонистической игре. Обратим внимание, что в этом случае никак не учитываются действительные интересы игроков из  $N \setminus K$ , поскольку антагонистическая игра рассматривается только с позиции коалиции  $K$ .

*Определение.* Кооперативной игрой (или игрой в форме характеристической функции) называется пара  $\langle N, v \rangle$ .

Далее для краткости записи примем обозначение  $v(\{i\}) = v(i)$ . Возвращаясь к основной задаче в кооперативной игре – распределению выигрыша коалиции между её участниками – введём следующее определение.

*Определение.* Дележом называется вектор  $x \in R^n$ , удовлетворяющий условиям

$$x_i \geq v(i) \quad \forall i \in N, \quad (6)$$

$$\sum_{i \in N} x_i = v(N). \quad (7)$$

Условие (6) называют условием индивидуальной рациональности, в то время как (7) – условием коллективной рациональности.

*Определение.* Говорят, что делёж  $x$  доминирует делёж  $y$ , если существует коалиция  $K$ , для которой выполняются соотношения

$$x_i > y_i \quad \forall i \in K, \quad (8)$$

$$\sum_{i \in K} x_i \leq v(K). \quad (9)$$

Условие (8) определяет, что делёж  $x$  лучше дележа  $y$  для всех членов коалиции  $K$ , при этом условие (9) определяет реализуемость дележа  $x$ .

Теперь мы можем определить один из принципов оптимальности в кооперативной игре.

*Определение.* Множество недоминируемых дележей кооперативной игры называется её  $S$ -ядром.

Иными словами, дележи из  $S$ -ядра являются устойчивыми в том смысле, что ни одной из коалиций не выгодно отделиться от максимальной коалиции. Следующая теорема будет использована нами для построения  $S$ -ядра в модели ОРИРЭС.

*Теорема* [2, 3]. Для того чтобы делёж  $x$  принадлежал  $S$ -ядру, необходимо и достаточно выполнения неравенств

$$\sum_{i \in K} x_i \geq v(K) \quad \forall K \subset N. \quad (10)$$

Из теоремы с учётом (6)-(7) следует, что  $S$ -ядро есть выпуклое замкнутое множество, которое определяется системой линейных соотношений. Отметим, что  $S$ -ядро, вообще говоря, может оказаться пустым.

Второй принцип оптимальности, рассматриваемый в настоящей работе, – *вектор Шепли*. Важная особенность вектора Шепли заключается в том, что он, в отличие от  $S$ -ядра, существует для любой кооперативной игры, притом единственный. Считается, что данный принцип оптимальности определяет в некотором смысле справедливый делёж, при котором выигрыш распределяется между игроками в зависимости от их предельных вкладов в различные коалиции, в которых они принимают участие. Вектор Шепли – это делёж, вычисляемый по формуле [2, 3]:

$$x_i = \sum_{K: i \in K \subset N} \frac{(|K|-1)!(n-|K|)!}{n!} [v(K) - v(K \setminus \{i\})], \quad i \in N. \quad (11)$$

Здесь  $|K|$  обозначает мощность множества  $K$ .

Оба приведённых принципа оптимальности носят комбинаторный характер, поскольку требуют перебор по всевозможным коалициям в игре. В следующем разделе мы перейдём к построению характеристической функции, множества дележей,  $S$ -ядра и вектора Шепли в модели ОРИРЭС с шестью странами, перечисленными во введении.

## Характеристическая функция, $S$ -ядро и вектор Шепли в модели ОРИРЭС

Как уже упоминалось, значения характеристической функции определяются через значения соответствующих антагонистических игр, которые, как известно, в общем случае вычисляются с помощью принципа максимина (см., например, [3]). В модели ОРИРЭС определение характеристической функции облегчается тем, что страны влияют друг на друга только посредством обмена электроэнергией по линиям электропередачи. Поэтому при рассмотрении некоторой коалиции стран  $K \subset N$  будем считать, что коалиции  $K$  и  $N \setminus K$  разрывают всякие связи между собой, действуя полностью независимо (при этом связи внутри коалиций, естественно, сохраняются). Это обеспечивает наихудшие условия для обеих коалиций, поскольку данные в модели ОРИРЭС таковы, что ввод новых мощностей обходится значительно дороже строительства новых линий электропередачи, по которым можно получать электроэнергию из другой страны (коалиции) для покрытия нагрузки на собственной территории. Этот же факт обеспечивает выполнение условия супераддитивности (5) в модели.

В таком случае поиск значений  $v(K)$  и  $v(N \setminus K)$  осуществляется путём решения одной задачи линейного программирования (1)-(4) при соответствующей матрице связей между узлами, разбивающей множество игроков на две указанные коалиции. В

качестве значений  $v(K)$  и  $v(N \setminus K)$  принимаются минимальные издержки коалиций  $K$  и  $N \setminus K$  соответственно. Здесь и далее для простоты изложения будем считать, что  $v(K)$  определяет *потери* коалиции  $K$  (вместо выигрыша, как это считалось в предыдущем разделе).

Принимая во внимание, что в рассматриваемой модели ОРИРЭС присутствует 6 стран, т.е.  $N = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$ , общее число различных коалиций составляет 63, в том числе коалиции, состоящие из единственной страны, и максимальная коалиция  $N$ . И поскольку множество стран на данном этапе разбивается всевозможными способами ровно на две коалиции, то для вычисления характеристической функции для всех  $K \subseteq N$  необходимо решить 32 задачи вида (1)-(4) исходной размерности.

После вычисления значений функции  $v$  для всех возможных коалиций (будем полагать, что возможны любые кооперации между рассматриваемыми странами)  $S$ -ядро определяется линейными соотношениями (6), (7), (10) (с поправкой на то, что  $v$  – функция потерь). Хотя в общем случае система (6), (7), (10) может быть несовместной ( $S$ -ядро пусто), для рассматриваемой модели ОРИРЭС это не так.  $S$ -ядро, как оказалось, содержит бесконечно много дележей, поэтому выбор конкретного дележа из ядра может сопровождаться оптимизацией какого-либо дополнительного критерия, задаваемого экспертно. Как бы то ни было, любой вектор из  $S$ -ядра является недоминируемым дележом, а значит, ни одна страна (или группа стран) при таком дележе не сможет снизить свои издержки путём создания новых коалиций, отличных от максимальной. Рассмотрим в качестве примера два дележа из  $S$ -ядра модели ОРИРЭС (см. табл. 1 и 2).

Таблица 1

Чебышевский центр  $S$ -ядра

	Делёж (издержки)		Изол. работа млн. долл.	Эффект кооперации	
	млн. долл.	%		%	млн. долл.
Россия	7353	2,21	7591	-3,14	-239
Монголия	670	0,20	909	-26,26	-239
Китай	135301	40,63	147757	-8,43	-12455
Сев. Корея	0	0	5047	-100,00	-5047
Юж. Корея	54239	16,29	57153	-5,10	-2915
Япония	135438	40,67	138441	-2,17	-3004
<i>всего</i>	333001	100,00	356899	-6,70	-23898

Таблица 2

Делёж из  $S$ -ядра

	Делёж (издержки)		Изол. работа млн. долл.	Эффект кооперации	
	млн. долл.	%		%	млн. долл.
Россия	6853	2,06	7591	-9,72	-738
Монголия	837	0,25	909	-7,95	-72
Китай	135801	40,78	147757	-8,09	-11956
Сев. Корея	4662	1,40	5047	-7,62	-358
Юж. Корея	52574	15,79	57153	-8,01	-4580
Япония	132274	39,72	138441	-4,45	-6167
<i>всего</i>	333001	100,00	356899	-6,70	-23898

Второй столбец в табл. 1 и 2 содержит компоненты дележа в денежном выражении, третий – в процентном, четвёртый – содержит минимальные издержки стран при изолированной работе, пятый и шестой столбцы отражают эффект каждой страны при переходе от изолированной работы к максимальной коалиции в процентном и денежном выражении соответственно. Нетрудно видеть, что делёж для каждой страны

обеспечивает меньший объём издержек по сравнению с независимым функционированием, т.е. выполнено условие индивидуальной рациональности (6).

В табл. 3 приведён вектор Шепли, вычисленный по формуле (11). Обозначения столбцов аналогичны обозначениям в табл. 1 и 2. Оказалось, что вектор Шепли модели ОРИРЭС принадлежит её *S*-ядру.

Таблица 3

Вектор Шепли

	Делёж (издержки)		Изол. работа	Эффект кооперации	
	млн. долл.	%	млн. долл.	%	млн. долл.
Россия	3867	1,16	7591	-49,07	-3725
Монголия	350	0,11	909	-61,46	-559
Китай	141328	42,44	147757	-4,35	-6429
Сев. Корея	527	0,16	5047	-89,56	-4520
Юж. Корея	52578	15,79	57153	-8,01	-4575
Япония	134351	40,35	138441	-2,95	-4090
<i>всего</i>	333001	100,00	356899	-6,70	-23898

### Эффекты максимальной коалиции

В данном разделе собраны результаты вычислений, отражающие эффект каждой страны и общий эффект при переходе от изолированного функционирования к максимальной коалиции.

В табл. 4 приведены данные о вводе новых мощностей (мощностной эффект). Во втором её столбце содержатся объёмы существующих мощностей, в третьем и четвёртом – величина вводимых мощностей при изолированной работе, в пятом и шестом – при максимальной кооперации. Заметим, что суммарный ввод мощностей при кооперации ниже, чем при изолированной работе, хотя и данная закономерность не действует по всем отдельно взятым странам.

При изолированном функционировании пропускные способности всех межгосударственных линий равны нулю. При переходе к максимальной коалиции вводится 85,9 ГВт новых линий общей стоимостью 39278 млн. долл. В табл. 5 приведены величины пропускных способностей отдельных межгосударственных линий. Прочерк означает отсутствие возможности строительства линии между соответствующими странами.

В табл. 6 приведены объёмы годовой генерации, в табл. 7 отражены переменные издержки на годовую генерацию (топливный эффект), последние столбцы обеих таблиц показывают относительный эффект (в процентах) по отдельным странам от перехода к максимальной коалиции.

Таблица 4

Ввод новых мощностей (мощностной эффект)

	начальные мощности, ГВт	Изолированная работа		Кооперация	
		$\Delta z$ , ГВт	$\Delta z$ , %	$\Delta z$ , ГВт	$\Delta z$ , %
Россия	71,0	3,9	5,56	4,9	6,96
Монголия	1,9	2,2	113,49	0	0
Китай	449,0	301,9	67,25	264,3	58,86
Сев. Корея	10,9	8,1	74,31	0,3	2,71
Юж. Корея	127,7	22,1	17,29	21,3	16,67
Япония	210,1	30,4	14,48	10,9	5,21
<i>всего</i>	870,6	368,7	42,35	301,7	34,66

Таблица 5

## Межгосударственные линии при кооперации (ГВт)

	Россия	Монголия	Китай	Сев. Корея	Юж. Корея	Япония
Россия		9,3	16,3	1,5	–	5,3
Монголия	9,3		8,5	–	–	–
Китай	16,3	8,5		15	–	–
Сев. Корея	1,5	–	15		15	–
Юж. Корея	–	–	–	15		15
Япония	5,3	–	–	–	15	

Таблица 6

## Объёмы годовой генерации

	Изол. работа, ГВт*ч	Кооперация, ГВт*ч	$\Delta$ , %
Россия	421816	434810	3,08
Монголия	19632	13304	-32,23
Китай	3845569	4016314	4,44
Сев. Корея	78062	50030	-35,91
Юж. Корея	792851	786193	-0,84
Япония	1139897	1032821	-9,39
<i>всего</i>	6297826	6333473	0,57

Таблица 7

## Переменные издержки на годовую генерацию (топливный эффект)

	Изол. работа, долл.	Кооперация, долл.	$\Delta$ , %
Россия	4911	5409	10,14
Монголия	436	305	-30,10
Китай	82988	89085	7,35
Сев. Корея	2782	1279	-54,01
Юж. Корея	36734	36272	-1,26
Япония	88717	74359	-16,18
<i>всего</i>	216569	206710	-4,55

**Заключение**

В ходе работы была вычислена характеристическая функция для модели ОРПЭС, моделирующей электроэнергетическое объединение шести стран (России, Монголии, Китая, Северной Кореи, Южной Кореи, Японии) и, таким образом, определена соответствующая кооперативная игра. Для неё построены множество дележей,  $S$ -ядро и вектор Шепли. Оказалось, что  $S$ -ядро не пусто и содержит вектор Шепли. Предложены примеры дележей, принадлежащих  $S$ -ядру. Также был вычислен ряд показателей для оценки результата перехода от изолированного функционирования каждой страны к кооперации с максимальной коалицией.

**Литература**

1. Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. – Новосибирск: Наука, – 2008. – 239 с.
2. Gilles R.P. The Cooperative Game Theory of Networks and Hierarchies. – Springer-Verlag, – 2010. – 255 p.
3. Петросян Л.А., Зенкевич Н.А., Шевкопляс Е.В. Теория игр: учебник. – СПб.: БХВ-Петербург, – 2014. – 432 с.

## **КОНВЕРТИРОВАНИЕ КОГНИТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ПРОДУКЦИОННЫЕ ПРАВИЛА ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ**

Д.В. Пестерев

### **Введение**

В лаборатории информационных технологий ИСЭМ СО РАН под руководством Л.В. Массель разработан методический подход к когнитивному моделированию угроз энергетической безопасности (ЭБ) [1]. В общем случае когнитивное моделирование используется для выявления структуры причинно-следственных связей между элементами системы, сложного объекта, составляющими проблемы и т.п. и оценки последствий, происходящих под влиянием воздействия на эти элементы или изменения характера связей [2-3]. А. Г. Масселем предложена методика построения когнитивных моделей, для исследования энергетической безопасности реализованы инструментальные средства его поддержки. Эта методика подразумевает, что анализ и интерпретация когнитивных карт выполняются экспертом-исследователем. Поскольку когнитивную карту можно описать совокупностью продукционных правил (правил типа «Если.... То...»), предложено выполнять преобразование когнитивных карт во фрагменты продукционных баз знаний, что позволит выполнять логический вывод на этих картах с помощью машины вывода продукционной экспертной системы. В статье рассмотрена существующая методика когнитивного моделирования, выполнена постановка задачи, предложен подход к ее решению, а также некоторые перспективы развития предложенного подхода.

### **Методика когнитивного моделирования**

Предложенная Масселем А.Г. методика включает следующие этапы [4-5] :

1. Выявление основных факторов – концептов, влияющих на развитие ТЭК или энергетической системы (ЭС) страны либо ее региона.
2. Установление причинно-следственных связей между факторами, расстановка весов этих связей и построение когнитивной модели ТЭК или ЭС (страны либо региона). В простейшем случае веса могут иметь значения +1 или -1.
3. Выявление стратегических угроз – факторов, негативно влияющих на развитие ТЭК/ЭС или на развитие чрезвычайной ситуации в ТЭК/ЭС.
4. Определение факторов – превентивных, оперативных и ликвидационных мероприятий, влияющих на сценарии развития ТЭК/ЭС, непосредственно для каждой угрозы.
5. Изменение весов (или знаков) причинно-следственных связей, в зависимости от влияния угроз и мероприятий на факторы развития ТЭК/ЭС.

Для поддержки когнитивного моделирования согласно этой методике разработана библиотека CogMap, ее усовершенствованная версия описана в [6].

На рис. 1 эта методика приведена в нотации IDEF0.

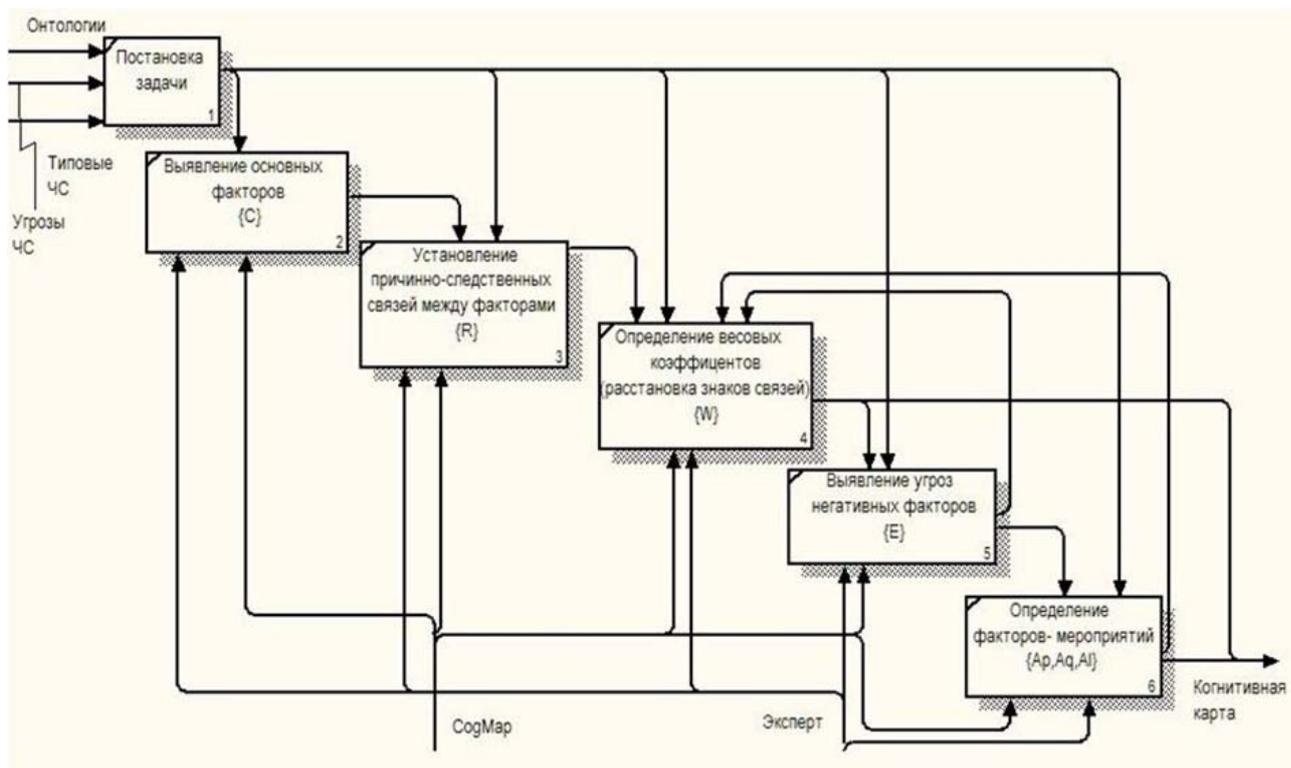


Рис. 1. Методика построения когнитивных моделей в нотации IDEF0

Для уменьшения нагрузки эксперта коллективом, в котором работает автор, предложена двухуровневая технология исследований, поддерживаемая интеллектуальной ИТ-средой, в которой на первом уровне проводится качественный анализ с использованием онтологического, когнитивного и событийного моделирования [1], [7]. На основании результатов качественного анализа лицами, принимающими решения (ЛПР), отбираются варианты, для которых необходимо детальное обоснование, эти варианты рассчитываются на втором уровне с использованием ПК ИНТЭК-М и анализируются экспертами.

### Интеллектуальная ИТ-среда.

Предложена концепция интеллектуальной ИТ-среды, поддерживающей двухуровневую технологию исследований направлений развития ТЭК с учетом требований ЭБ [1]. Интеллектуальная ИТ-среда определяется как  $V_{IT} = \{O, E, M_C, M_S\} \cup T_V$ , где  $\{O\}$  – множество онтологий,  $\{E\}$  – множество описаний прецедентов чрезвычайных ситуаций,  $\{M_C\}$  – множество когнитивных моделей,  $\{M_S\}$  – множество событийных моделей,  $T_V$  – инструментальные средства поддержки ИТ-среды, включающие описание знаний, представленных в виде онтологий, описаний прецедентов ЧС, когнитивных и событийных моделей и средства оперирования ими. [7]

Таким образом, интеллектуальная ИТ-среда включает пространство знаний, интегрирующее: онтологические модели знаний в области исследований ЭБ, базу знаний о прецедентах ЧС в энергетике и базы знаний, содержащие когнитивные модели стратегических угроз ЭБ и событийные модели развития и последствий ЧС в энергетике, а также инструментальные средства описания знаний и оперирования ими (рис. 2).

Совместное использование онтологического, когнитивного и событийного моделирования дает эксперту более полное представление об экстремальной ситуации в энергетике.

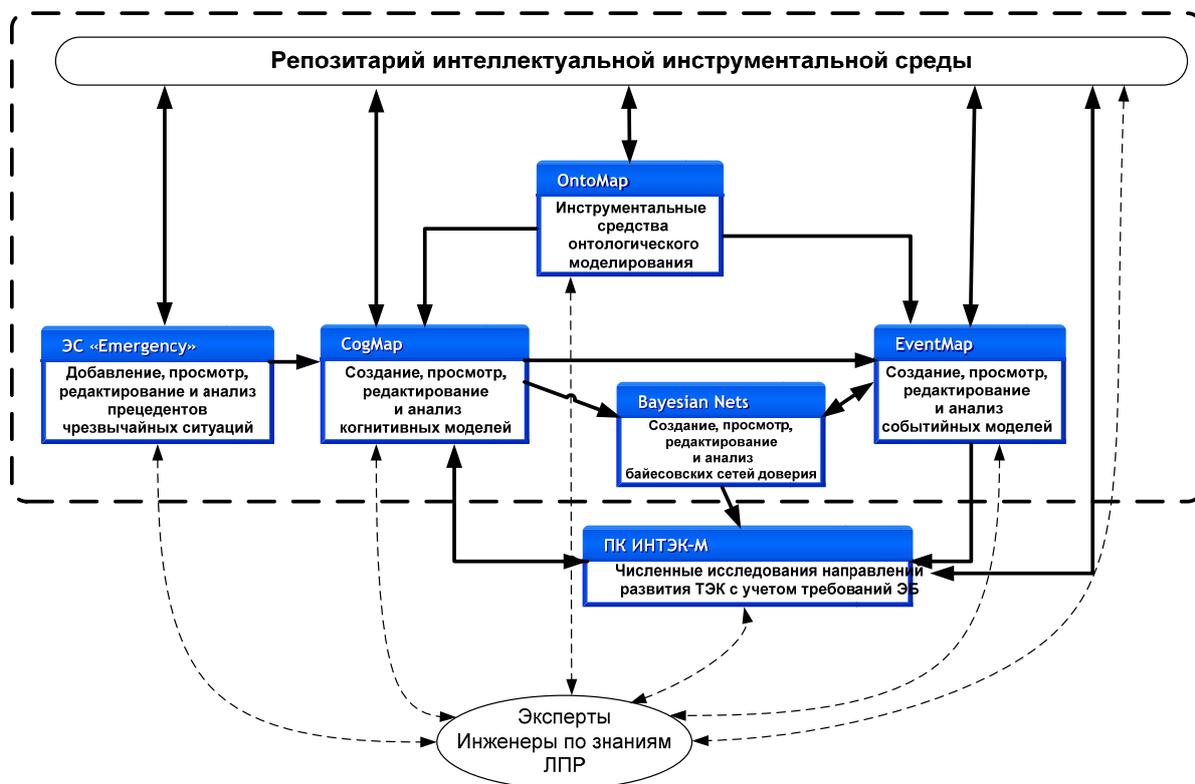


Рис. 2. Взаимосвязь инструментальных средств интеллектуальной ИТ-среды

## Постановка задачи

Когнитивные карты позволяют отобразить основные концепты и их отношения, связанные с конкретной угрозой ЭБ. Все выводы по взаимовлиянию концептов и развитию ситуаций эксперт-исследователь делает самостоятельно или с привлечением других средств (например, событийного моделирования).

Отношения между концептами можно описать в виде продукционных правил (правил типа «Если... То...»), а эти правила, описывающие конкретную когнитивную карту, в свою очередь, могут быть организованы в виде фрагмента базы знаний продукционной экспертной системы. Как правило, в состав экспертной системы входит машина вывода, которая обеспечивает логический вывод на правилах базы знаний. Предварительный анализ когнитивной карты и выводы на совокупности правил может осуществлять экспертная система, а эксперт-исследователь впоследствии может проанализировать и/или скорректировать эти выводы. Таким образом, создание продукционной базы знаний на основе когнитивных карт позволит выполнять логический вывод на построенных когнитивных моделях, что будет обеспечивать их интерпретацию и способствовать получению новых знаний для обоснования рекомендуемых решений

*Цель работы:* Разработка принципов и методов построения инструментальных средств конвертирования когнитивных моделей угроз энергетической безопасности в продукционные правила экспертной системы.

*Основные задачи:*

1. Разработка принципов построения инструментальных средств конвертирования когнитивных моделей угроз энергетической безопасности в правила продукционных экспертных систем.

2. Обоснование и выбор базовых инструментальных средств для разработки продукционной экспертной системы (ЭС).

3. Разработка алгоритма перехода от когнитивной карты к продукционным правилам, а также разработка правил логического вывода для интерпретации когнитивных карт.

4. Реализация инструментальных средств конвертирования когнитивных моделей угроз энергетической безопасности в продукционные правила экспертной системы.

### **Предлагаемый подход к решению поставленной задачи**

Предлагается следующий вариант решения поставленной задачи:

- 1) разработка специального языка для лингвистического описания когнитивных карт;
- 2) проектирование и реализация программных средств, обеспечивающих автоматическую трансляцию этого описания в правила базы знаний продукционной системы.

Реализация этого варианта позволит обеспечить автоматический переход от графической когнитивной карты, которую строит эксперт-исследователь, к ее лингвистическому описанию (нотации когнитивных карт) и далее к формированию продукционных правил.

В простейшем случае связи между концептами определяются знаками «+» или «-», но возможно введение весовых коэффициентов или функций, описывающих эти связи, что также может быть отображено в правилах, поэтому для их правильной интерпретации вначале нужно их адекватное описание, то есть необходим язык описания когнитивных карт.

Для иллюстрации всего вышесказанного возьмем пример когнитивной карты в области энергетики. На данной когнитивной карте выделены факторы, влияющие на добычу газа. Для удобства восприятия для концептов введем обозначение вида « $C_i$ », где  $i$  - порядковый номер концепта (рис. 3).

Ниже представлены перечень правил для когнитивной карты на рис. 3 и лингвистические описания этих правил:

1. Если цена на нефть в Европе растет, то цена на газ в Европе растет.

Лингвистическое описание: Если  $C1 \uparrow$ , то  $C2 \uparrow$

2. Если цены на газ в Европе растут, то отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» растет.

Лингвистическое описание: Если  $C2 \uparrow$ , то  $C4 \uparrow$

3. Если себестоимость газа новых районов растет, то отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» уменьшается.

Лингвистическое описание: Если  $C3 \uparrow$  то  $C4 \downarrow$

4. Если отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» растет, то риски при освоении новых районов уменьшаются.

Лингвистическое описание: Если  $C4 \uparrow$  то  $C5 \downarrow$

5. Если риски при освоении новых районов растут, то темпы и масштабы их освоения падают.

Лингвистическое описание: Если  $C5 \uparrow$  то  $C8 \downarrow$

6. Если отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» растет, то добыча на потенциально новых районах растет.

Лингвистическое описание: Если  $C4 \uparrow$  то  $C7 \uparrow$ .

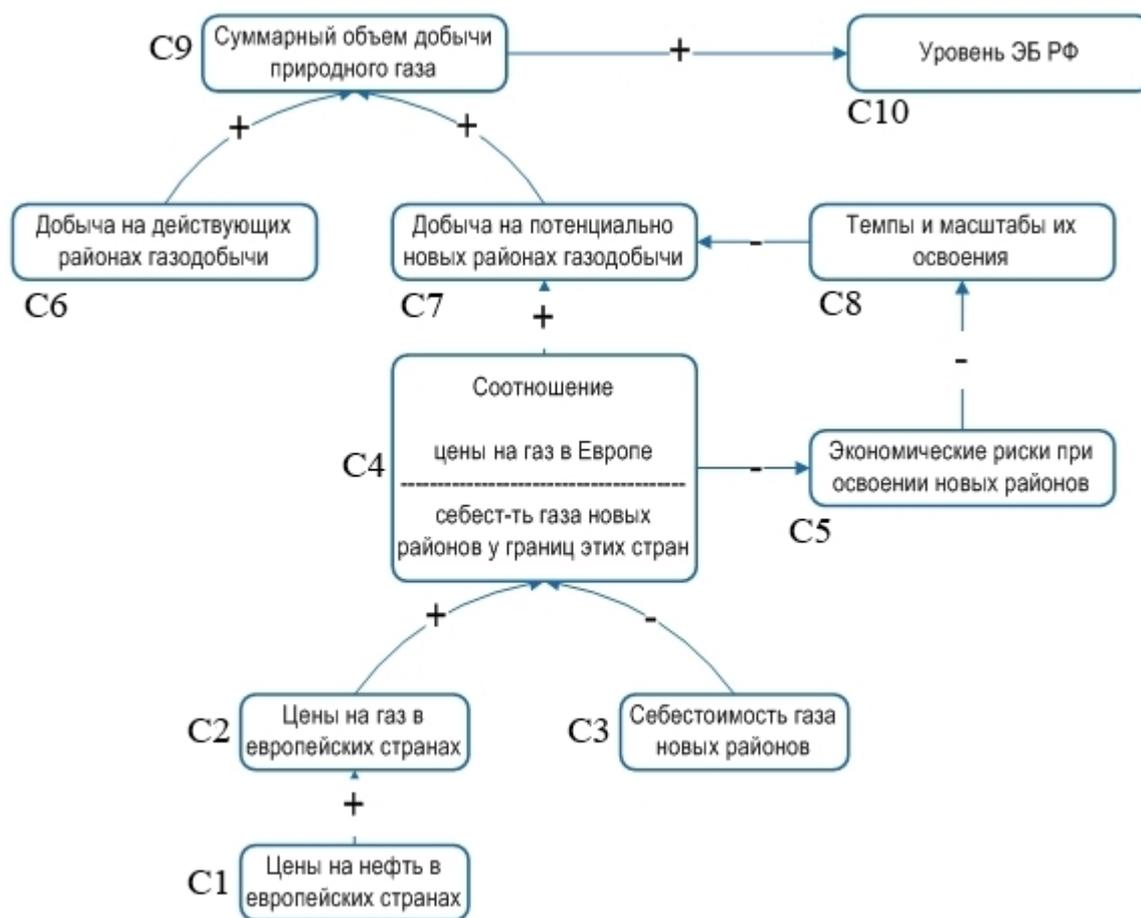


Рис. 3. Факторы влияния для угрозы «Снижение возможностей по добыче газа»

7. Если темпы и масштабы их освоения растут, то добыча на потенциально новых районах падает.

Лингвистическое описание: Если  $C8 \uparrow$  то  $C7 \downarrow$ .

8. Если добыча на потенциально новых районах растет, то суммарный объем добычи газа растет.

Лингвистическое описание: Если  $C7 \uparrow$  то  $C9 \uparrow$ .

9. Если добыча на действующих районах растет, то суммарный объем добычи газа растет.

Лингвистическое описание: Если  $C6 \uparrow$  то  $C9 \uparrow$ .

10. Если суммарный объем добычи газа растет, то растет уровень ЭБ РФ.

Лингвистическое описание: Если  $C9 \uparrow$  то  $C10 \uparrow$ .

### Динамические когнитивные карты

В связи с тем, что когнитивная карта по природе своей статична, а для рассмотрения экстремальных ситуаций в энергетике желательно динамическое представление, предлагается использование динамических когнитивных карт [8].

В отличие от событийного моделирования, направленного на анализ развития и последствий чрезвычайных ситуаций, динамические когнитивные карты сохраняют возможность выявления причинно-следственных связей концептов, направленных на анализ угроз ЭБ.

Динамическая когнитивная карта (ДКК) отличается от обычной когнитивной карты тем, что представляет собой набор когнитивных карт, представленных в разные

моменты времени, т.е.:  $\{D\}=\{D_{t_0},D_{t_1}...D_{t_n}\}$ , где  $\{D\}$  – множество динамических когнитивных карт;  $D_{t_0},D_{t_1},D_{t_n}$  – когнитивная карта в моменты времени  $t_0, t_1, t_n$ .

В результате возникает необходимость внесения в ДКК весов связей, которые отображали бы влияние факторов (и/или объектов) друг на друга в зависимости от времени.

Одна из проблем при создании ДКК - это взаимовлияние различных связей на одни и те же факторы. Для определения степени влияния необходимо вводить для факторов набор параметров, на которые будут оказывать влияние различные связи с другими факторами. В связи с разнородностью некоторых моментов возникает необходимость отображения неявных связей.

Примером таких неявных связей может служить наличие в когнитивной карте превентивного мероприятия и угрозы, которая в момент времени  $t$  перерастает в чрезвычайную ситуацию (ЧС), причем эффективное проведение превентивных мероприятий может предотвратить перерастание угрозы ЭБ в ЧС.

## **Заключение**

В статье поставлена задача конвертирования когнитивных моделей угроз энергетической безопасности в продукционные правила экспертных систем. Для ее решения предложен подход, основанный на использовании языка лингвистического описания когнитивных карт.

Решение поставленной задачи и реализация программных средств автоматизации преобразования когнитивных карт в правила продукционной ЭС позволят выполнять логический вывод на построенных когнитивных моделях, что будет обеспечивать их интерпретацию и способствовать получению новых знаний для обоснования рекомендуемых решений области ЭБ.

## **Благодарности**

Работа выполнена при частичной поддержке грантов РФФИ № 14-07-00474, № 14-07-00116, № 15-07-01284, № 15-57-04074 Бел\_мол\_a.

## **Литература**

1. Массель Л.В. Применение онтологического, когнитивного и событийного моделирования для анализа развития и последствий чрезвычайных ситуаций в энергетике / Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. - №2.- 2010. - С. 34-43.
2. Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка принятия решений.- М.: СИНТЕГ, 1998.-376 с.
3. Авдеева З.К., Коврига С.В. Эвристический метод концептуальной структуризации знаний при формализации слабоструктурированных ситуаций на основе когнитивных карт. – М.: ИПУ РАН. - Управление большими системами.- 2010.- №31.- С. 6-34.
4. Массель А.Г. Методологический подход к организации интеллектуальной поддержки исследований проблемы энергетической безопасности / «Информационные технологии». –№9. – 2010. – С. 32-36.
5. Массель А.Г. Когнитивный подход в исследованиях проблем энергетической безопасности России / Когнитивный анализ и управление развитием ситуации (CASC'2011): Труды IX Международной конференции (14-16 ноября 2011 г., Москва). – М.: ИПУ РАН, 2011. – С. 224-228.

6. Массель А.Г., Копайгородский А.Н., Паскал К.К. Применение системы когнитивного моделирования в исследованиях проблем энергетической безопасности // Вестник ИрГТУ. - № 10 (69). - 2012 - С. 29-33.
7. Массель Л.В., Массель А.Г. Интеллектуальные вычисления в исследованиях направлений развития энергетики // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. Управление, вычислительная техника и информатика.- С. 135-141.
8. Массель А.Г. Когнитивное моделирование в исследованиях проблем энергетической безопасности: применения и перспективы развития. / Труды Конгресса по интеллектуальным системам и информационным технологиям «IS&IT'14». – М.: Физматлит, 2014. – Т.2. – С. 153-158.

## **АНАЛИЗ И ОБРАБОТКА СЛАБОСТРУКТУРИРОВАННЫХ ДАННЫХ ИЗ ФОРМ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОТЧЕТНОСТИ**

Р.А. Пец

### **Введение**

Для оценки функционирования теплоснабжающих систем большое значение имеет анализ технико-экономических показателей их работы, учитывающих климатические условия, состояние оборудования, изменение тепловых нагрузок и т.д. [1-2]. Эти показатели содержатся в формах статистической отчетности 11-ТЭР, 6-ТП, 1-ТЭП и других документах [3].

Любая из форм описывает работу объектов теплоснабжающих систем в определенной области. Каждый объект уникален, имеет набор своих показателей, распределенных по различным таблицам. Существуют определенные трудности обработки форм статистической отчетности, связанные с изменением структуры таблиц форм отчетности, изменением данных об объекте, появлением информации о новых объектах и прочее. В связи с этим необходимо представлять информацию в универсальном виде, не зависящем от формата структуры данных.

Для выявления общих свойств и закономерностей параметров объектов требуется предварительный анализ статистических форм. Тем самым информация различного типа, определяемая особенностями статистической формы, должна приводиться к единой универсальной структуре.

Информационно-вычислительная система (ИВС) должна иметь возможность автоматизированного получения статистической информации [4]. Объемы получаемой информации растут и требуют классификации. Автоматическая классификация с использованием ИВС проводится с помощью алгоритмов кластеризации.

Целью данной работы является анализ и обработка данных, получаемых из документов статистической отчетности.

Анализ и обработка получаемых данных – один из самых трудоемких и важных этапов организации системы [5]. Здесь выделяются основные задачи анализа и обработки получаемых данных из документов статистической отчетности, которые включают [6]:

1. Распознавание документа статистической отчетности.  
Процесс отнесения полученного документа к определенной форме статистической отчетности, либо выявление новой формы отчетности, ранее неизвестной.
2. Распознавание образов объектов теплоснабжающих систем.  
Процедура извлечения из форм отчетности информации об объекте с оптимальным количеством присущим ему признаков, уникально его идентифицирующих.
3. Идентификация объектов.  
Задача идентификации – процедура, в результате выполнения которой для объекта идентификации выявляется или ему присваивается уникальный идентификатор, однозначно идентифицирующий объект в базе данных (БД).
4. Верификация данных  
Проверка достоверности и целостности, уточнение полученных статистических данных. Последний этап работы с данными перед их загрузкой в БД.

## Распознавание документа статистической отчетности.

Одной из основных проблем анализа данных из форм статистической отчетности является определение принадлежности полученных данных к определенной группе форм. Например, каждая из форм отчетности содержит информацию по узкому кругу технико-экономических показателей объектов, поэтому будет целесообразнее распознать документ, это сократит временные затраты и позволит избежать трудностей. Пример кластеризации объектов представлен на рисунке 1.

Цели кластеризации могут быть различными в зависимости от особенностей конкретной задачи [7]:

- понять структуру множества документов, разбив его на группы схожих документов. Упростить дальнейшую обработку данных и принятия решений, работая с каждой группой как с кластером по отдельности.

- выделить нетипичные объекты, не подходящие ни одному из кластеров, то есть обнаружение нетипичности или новизны.

Пример кластеризации объектов представлен на рисунке 1.

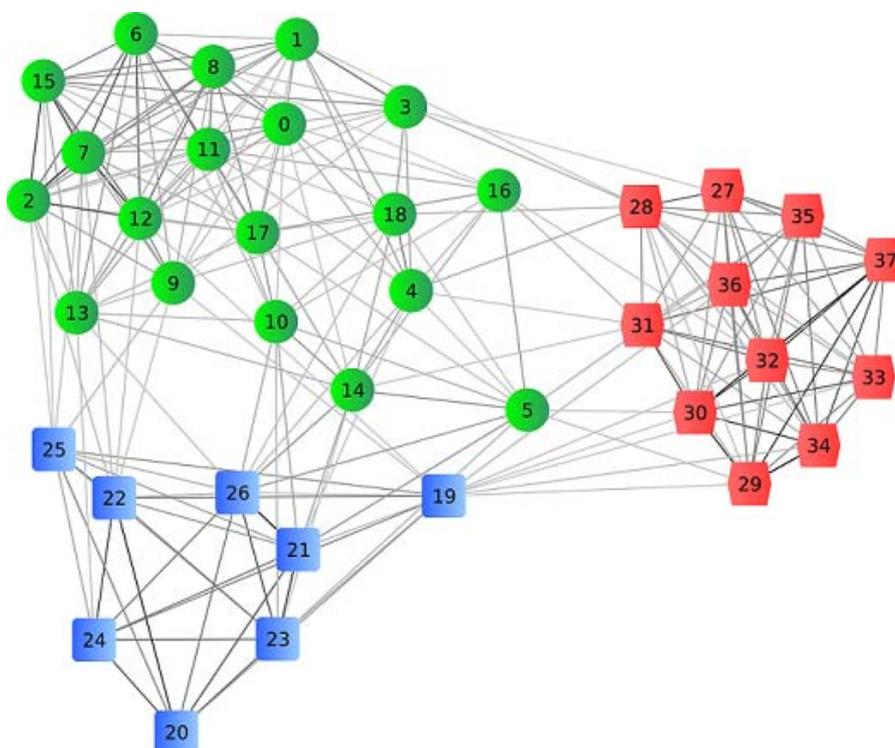


Рис. 1. Пример кластеризации однородных объектов на группы

В последнее время ведутся активные разработки новых алгоритмов кластеризации, способных обрабатывать большие и сверхбольшие объемы данных. К наиболее актуальным алгоритмам относятся: BIRCH (Balanced Iterative Reducing and Clustering using Hierarchies), CURE (Clustering Using REpresentatives), ROCK (Robust clustering using links), Кохонен. Сравнение алгоритмов представлено в таблице, где знаками «+» и «-» обозначено наличие или отсутствие описываемой характеристики, значение «+/-» указывает на то, что в некоторых ситуациях характеристика присутствует, а в некоторых нет, это может зависеть от выборки, настроек алгоритма и других факторов.

Сравнение алгоритмов кластеризации

	BIRCH	CURE	ROCK	Кохонен
Большие объемы данных	+	+	+	+
Устойчивость к шуму	+	+/-	-	+
Масштабируемость	+	-	+	+
Определение количества кластеров	+	-	-	+/-
Кластеры произвольного размера	-	+/-	-	+/-

На основании выполненного анализа алгоритмов кластеризации данных можно сделать вывод, что искусственные нейронные сети, а именно карты Кохонена являются наиболее подходящим методом.

Задача кластеризации текстов с трудом поддается формализации. Оценка адекватности разбиения документов на кластеры основывается на мнении эксперта и трудновыразима в виде одной численной характеристики. Возникает требование интерпретируемости результата, когда кластерам должны быть присвоены некоторые метки, отражающие их семантику.

Описание алгоритма обучения сети [8]:

Этап 1. Выборка документов для обучения сети.

Обучающая выборка должна быть представительной, не должна быть противоречивой. За обучающую выборку в таком случае будут использоваться статистические документы, полученные за прошлые годы, а так же ранее полученная информация об объектах.

Этап 2. Начальная инициализация карты.

На этом этапе выбирается количество кластеров, равное количеству статистических форм, и, соответственно, количество нейронов, равное количеству характеризующих признаков документов, в выходном слое. Перед обучением карты необходимо проинициализировать весовые коэффициенты нейронов сети. Существуют два способа инициализации весовых коэффициентов: инициализация случайными значениями, когда весам дают малые случайные величины; инициализация примерами, когда в качестве начальных значений задаются значения случайно выбранных примеров из обучающей выборки.

Этап 3. Обучение сети.

Обучение состоит из последовательности коррекций векторов, представляющих собой нейроны, где на каждом шаге обучения из исходного набора параметров случайно выбирается один из векторов, а затем происходит поиск наиболее похожего на него вектора коэффициентов нейронов. При этом выбирается нейрон – победитель, который наиболее похож на вектор входов. Под похожестью в данной задаче понимается расстояние между векторами. Таким образом, если обозначить нейрон – победитель как  $c$ , то получим:

$$\|x - w_c\| = \min\{\|x - w_i\|\}$$

После того, как найден нейрон – победитель, производится корректировка весов нейросети. При этом вектор, описывающий нейрон – победитель, и вектора, описывающие его соседей в сетке, перемещаются в направлении входного вектора. Для модификации весовых коэффициентов используется формула:

$$w_i(t+1) = w_i(t) + h_{ci}(t) * [x(t) - w(t)],$$

где  $t$  – номер эпохи, вектор  $x(t)$  – выбирается случайно из обучающей выборки на итерации  $t$ ,  $h(t)$  – функция соседства нейронов.

Функция соседства нейронов представляет собой невозрастающую функцию от времени и расстояния между нейроном – победителем и соседними нейронами в сетке. Эта функция разбивается на две части: функцию расстояния и функцию обучения:

$$h(t) = h(\|r_c - r_i\|, t) * a(t),$$

где  $r$  - определяет положение нейрона в сетке,  $a(t)$  – функция скорости обучения сети.

Функции расстояния применяется двух видов:

$$h(d, t) = \begin{cases} \text{const}, d \leq \delta(t) \\ 0, d > \delta(t) \end{cases}$$

Простая константа:

$$h(d, t) = e^{-\frac{d^2}{2\delta^2(t)}}$$

Гауссова функция:

$$a(t) = \frac{A}{t + B},$$

Функция скорости обучения: где  $A$  и  $B$  – константы.

Обучение состоит из двух основных фаз: на первоначальном этапе выбирается достаточно большое значение скорости обучения и радиуса обучения, что позволяет расположить вектора нейронов в соответствии с распределением примеров в выборке, а затем производится точная подстройка весов, когда значения параметров скорости обучения много меньше начальных значений.

Этап 4. Использование карты.

При использовании карты входной вектор предъявляется на вход, после чего на выходе активизируется нейрон или группа нейронов, которые соответствуют тому или иному кластеру, соответствующему определенной статистической форме и полученному в процессе обучения.

Результатом работы данной нейронной сети будет являться разделение документов на группы-кластеры, объединенные на основе однородности ранее полученных статистических документов. Так же планируется, что данная модель будет способна выявить документы, не относящиеся ни к одной форме, и образовать на их основе новые кластеры. На рисунке 2 представлена карта Кохонена.

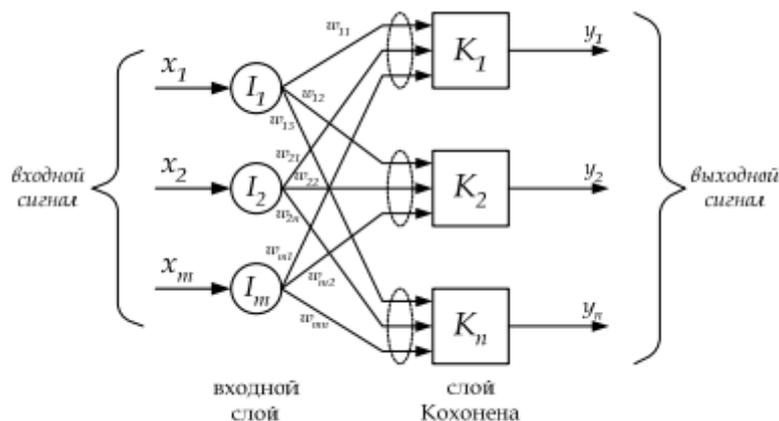


Рис. 2. Карта Кохонена

## Распознавание образов объектов теплоснабжающих систем

Распознавание опирается на схожесть однотипных объектов. Несмотря на то, что все предметы и ситуации уникальны в строгом смысле, между некоторыми из них всегда можно найти сходства по тому или иному признаку. На этапе распознавания образов объектов необходимо будет распознать информацию об объекте из полученных классифицированных статистических документов с контрольным набором параметров, характеристических показателей, позволяющих в дальнейшем их уникально идентифи-

цировать. Данный подход позволит оперировать меньшим количеством данных, повысит качество дальнейшей идентификации.

### **Идентификация объектов**

*Задача идентификации* – процедура, в результате выполнения которой для объекта идентификации выявляется или ему присваивается уникальный идентификатор, однозначно идентифицирующий объект в БД. В БД уже присутствует информация об объектах, необходимо однозначно идентифицировать полученную информацию относительно уже существующей.

На данном этапе очень важна точность, представляемая критерием качества идентификации. Улучшение качества идентификации осуществляется надлежащим выбором структуры настраиваемой модели и изменением ее параметров.

### **Верификация полученных статистических данных**

После того, как данные прошли процедуру идентификации, получив уникальный идентификатор для каждого объекта, необходимо подтверждение соответствия полученных данных с уже имеющимися данными в БД. Перед окончательной загрузкой в БД необходимо пройти *процедуру верификации* - проверку достоверности и целостности, уточнение полученных статистических данных. Это последний этап работы с данными перед их загрузкой в БД.

Этот этап очень важен, поскольку от ошибок и неточностей данных может зависеть целостность БД и достоверность хранящейся в ней информации. Поэтому данный этап не проходит без участия человека, оператора, эксперта в данной области исследований, который может одобрить операцию добавления или перепроверить информацию по вводимому объекту.

Попадая на этот этап, программа предоставляет право на подтверждение дальнейших действий – если данные необходимо уточнить, то программа дает возможность оператору отредактировать полученную информацию или добавить отсутствующую, используя сторонние источники. Только после прохождения процесса верификации данные можно переносить и распределять в БД.

### **Заключение**

В статье автором представлен подход для программной реализации модуля ИВС для автоматизированной обработки получаемых статистических данных. Разрабатываемый модуль позволяет сократить трудоемкость вычислений при работе с технико-экономическими показателями теплоснабжающих систем, а также сократить временные затраты на обработку данных и уменьшить объем ручного труда при анализе данных.

В соответствии с вышеизложенным в статье представлены следующие результаты:

1. Выполнен анализ предметной области, выявлены цели, поставлены задачи.
2. Предложено применение нейронных сетей для кластеризации документов с учетом изменения их структуры или появления новых нетипичных документов.
3. Проанализированы алгоритмы кластеризации с использованием технологий нейронных сетей.
4. Рассмотрена задача распознавания документов статистической отчетности и предложены варианты ее решения.

## Литература

1. Федяева О.Н. / Информационно-модельное обеспечение задач перспективного развития систем теплоснабжения и теплофикации регионов: диссертация кандидата технических наук. 05.13.16 – Иркутск, 1995, – 11с.
2. Федяев А.В, Федяева О.Н / Комплексные проблемы развития теплоснабжающих систем. – Новосибирск: Наука, 2000. – 256с.
3. Трофимов И.Л. / Технология автоматизации обработки форм статистической отчетности с использованием элементов кластерного анализа / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Выпуск 45 – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 196-203.
4. Макарова Т.В., Сахаровский Е.С. / Разработка информационно-вычислительной среды для управления развитием теплового хозяйства страны и регионов / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Выпуск 37 – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007. - 8с.
5. Сахаровский Е.С., Стенников В.А, Добровольская Т.В. / Мониторинг состояния теплового хозяйства России с использованием информационно-вычислительной среды / Труды XIII Байкальской всероссийской конференции "Информационно-математические технологии в науке и управлении". Часть 2. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2008, с. 142-149.
6. Нирконен Д.П. / Технология разработки адаптивной информационно-вычислительной системы для мониторинга теплового хозяйства страны и регионов / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Выпуск 45 – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 183-188.
7. Корунова Н.В. / Кластеризация документов проектного репозитория на основе нейронной сети Кохонена / Международный журнал Программные продукты и системы. Тверь – 2008.
8. Нейронные сети. Самоорганизующиеся карты Кохонена. – НОУ ИНТУИТ. <http://www.intuit.ru/studies/courses/6/6/lecture/180?page=3>, 22.02.2006г.

Сборник научных трудов

**СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ**

(Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 46)

Утверждено к печати Институтом систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Научные редакторы:

Секция «Специализированные системы энергетики»

*д.т.н. В.Г. Курбацкий, д.т.н. В.А. Стенников*

Секция «Научно-технический прогресс в энергетике»

*д.т.н. А.М. Клер, д.т.н. Э.А. Таиров*

Секция «Региональные проблемы энергетики и  
топливно-энергетического комплекса»

*д.т.н. Б.Г. Санеев, д.т.н. С.М. Сендеров*

Секция «Прикладная математика и информатика»

*д.ф.-м.н. А.С. Апарцин, д.т.н. Л.В. Массель, д.ф.-м.н. О.В. Хамисов*

Подписано к печати 14.06.2016

---

Бумага офсетная. Формат 70x108 1/16

Офсетная печать. Печ. л. 14.5

Тираж 36 экз. Заказ № 65

---

Отпечатано полиграфическим участком ИСЭМ СО РАН  
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130

ISBN 978-5-93908-152-8

