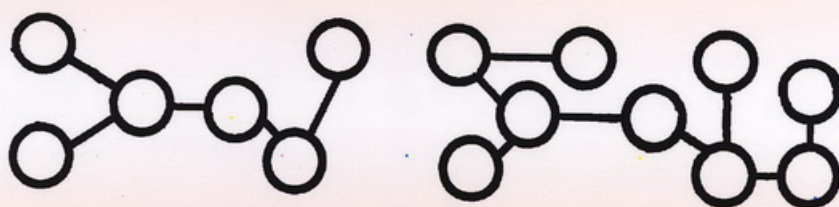


ОБОСНОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ:

МЕТОДОЛОГИЯ,
МОДЕЛИ,
МЕТОДЫ,
ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ



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

**ОБОСНОВАНИЕ РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ:
методология,
модели,
методы,
их использование**

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



Новосибирск
«Наука»
2015

УДК 621.311.1
ББК 31
Н17

Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др.; Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.

ISBN 978-5-02-019212-6

В книге рассматривается методология обоснования развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний. Излагаются методические основы подхода. Приводятся модели и методы формирования и исследования условий развития электроэнергетики, а также модели и методы обоснования развития электроэнергетических систем. Рассматриваются особенности учета управления электропотреблением, модели и методы исследования влияния факторов либерализации отношений на развитие электроэнергетики. Дано описание основного информационного и программного обеспечения решаемых задач.

Книга будет полезна специалистам-энергетикам, связанным с исследованиями развития электроэнергетики, а также студентам и аспирантам электроэнергетических специальностей вузов.

Рецензенты

доктор технических наук, профессор *В.И. Зоркальцев*
доктор технических наук, профессор *А.В. Крюков*
доктор технических наук, профессор *А.Д. Соколов*

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

© Н.И. Воропай, С.В. Подковальников,
В.В. Труфанов и др., 2015

© Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева, СО РАН, 2015

ISBN 978-5-02-019212-6

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	8
СПИСОК АББРЕВИАТУР.....	11
1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И КОМПАНИЙ.....	15
1.1. Проблема обоснования развития электроэнергетики.....	15
1.1.1. Характеристика проблемы.....	15
1.1.2. Системный подход.....	18
1.1.3. Интегрированное планирование ресурсов.....	22
1.1.4. Современные разработки.....	26
1.1.5. Холистическое планирование.....	30
1.1.6. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы.....	31
1.1.7. Некоторые обобщения.....	34
1.2. Задачи обоснования развития электроэнергетики.....	36
1.2.1. Организационная структура электроэнергетики и субъекты отношений при ее развитии, их критерии.....	36
1.2.2. Структуризация задач развития электроэнергетики.....	37
1.2.3. Характер задач развития электроэнергетики.....	37
1.3. Иерархическое моделирование при обосновании развития электроэнергетики.....	43
1.3.1. Иерархическая технология.....	43
1.3.2. Выявление структурной неоднородности электроэнергетиче- ских систем.....	45
1.3.3. Агрегирование-деагрегирование моделей электроэнер- гетических систем.....	46
1.3.4. Пример использования иерархической технологии.....	48
1.4. Учет многокритериальности и неопределенности при обосновании решений по развитию электроэнергетики.....	50
1.4.1. Традиционные и общие подходы.....	50
1.4.2. Многокритериальные функции полезности.....	54
1.4.3. Метод анализа иерархий.....	62
1.4.4. Неформальный подход при многих критериях.....	64
1.4.5. Многокритериальная игровая задача.....	73
1.4.6. Иерархическая игровая задача.....	81
1.4.7. Анализ платежной матрицы.....	85
1.4.8. Задача с непрерывной областью возможных решений.....	87
1.4.9. Нечеткая платежная матрица.....	92
1.4.10. Нечеткий выбор в многокритериальных задачах.....	98
1.5. Методология обоснования развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний.....	107

1.5.1. Анализ закономерностей и тенденций в развитии электроэнергетики и ЭЭС.....	108
1.5.2. Исследование внешних условий развития электроэнергетики и ЭЭС.....	111
1.5.3. Формирование и системное обоснование сценариев развития электроэнергетики и ЭЭС.....	113
1.5.4. Анализ и выбор решений по развитию электроэнергетики и ЭЭС.....	115
2. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ФОРМИРОВАНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....	117
2.1. Новые вызовы времени, формирующие перспективный спрос на электрическую энергию и требования к развитию электроэнергетики.....	117
2.2. Прогнозирование спроса на электроэнергию.....	122
2.2.1. Долгосрочные тенденции электропотребления.....	123
2.2.2. Анализ долгосрочных прогнозов электропотребления в России.....	131
2.2.3. Эволюция методов прогнозирования энергопотребления.....	133
2.2.4. Методы оценки ценовой эластичности спроса на энергию....	136
2.3. Долгосрочные прогнозы цен на топливо и на генерирование электроэнергии.....	140
2.3.1. Анализ прогнозов цен на топливо на мировых энергетических рынках.....	142
2.3.2. Прогноз цен на топливо в регионах России.....	146
2.3.3. Направления возможного развития методов долгосрочного прогнозирования цен на региональных энергетических рынках..	152
2.3.4. Прогнозирование цен на генерацию электроэнергии с учетом региональных особенностей и характера неопределенности ..	154
2.4. Прогноз характеристик электроэнергетического оборудования.....	158
2.5. Оценка масштабов развития когенерации по типам источников.....	167
2.6. Оценка масштабов развития распределенной генерации.....	174
2.7. Оценка масштабов развития гидроэнергетики.....	183
2.7.1. Современные проблемы российской гидроэнергетики.....	183
2.7.2. Перспективы развития гидроэнергетики России на период до 2040 г.....	188
2.8. Оценка масштабов развития АЭС.....	196
2.9. Исследование вариантов внешних связей ЭЭС России.....	201
2.9.1. Обмены электроэнергией и реализация системных эффектов между ЕЭС России и ЭЭС сопредельных стран.....	201
2.9.2. Основные проекты межгосударственной электроэнергетической кооперации.....	203
2.9.3. Направления развития внешних электрических связей ЕЭС России.....	207

2.9.4. Прогнозируемые объемы экспорта/импорта электроэнергии и мощности.....	215
2.10 Оценка эффективности вариантов дальнего транспорта энергии для электроснабжения крупных потребителей.....	217
2.10.1. Методический подход к сопоставлению экономической эффективности вариантов крупномасштабного электроснабжения удаленных потребителей за счет энергии органического топлива.....	217
2.10.2. Сопоставление экономической эффективности технологических цепочек электроснабжения удаленных потребителей за счет энергии органического топлива крупных месторождений Сибири и Дальнего Востока.....	220
3. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ...	227
3.1. Оптимизация топливоснабжения электростанций на перспективу...	227
3.1.1. Задачи оптимизации и их особенности.....	227
3.1.2. Описание модели ТЭК страны.....	228
3.1.3. Представление входной и выходной информации в модели...	235
3.1.4. Пример выполненных исследований.....	238
3.2. Оптимизация перспективной структуры генерирующих мощностей.....	247
3.3. Оптимизация развития основной электрической сети.....	255
3.3.1. Постановка задачи оптимизации развития основной электрической сети ЭЭС.....	255
3.3.2. Линейная оптимизационная модель развития основных электрических сетей.....	258
3.3.3. Методический подход к выбору рациональной схемы основной электрической сети ЭЭС.....	260
3.3.4. Иллюстративный пример использования предлагаемой методики для оптимизации основной сети ОЭС Востока.....	265
3.3.5. Моделирование развития электрической сети в условиях рынка. Подход и математические модели.....	267
3.4. Оптимальный выбор вариантов межгосударственных электрических связей.....	272
3.4.1. Методология комплексной оценки эффективности МГЭС....	272
3.4.2. Система математических моделей для оценки эффективности МГЭС.....	273
3.4.3. Примеры выполненных исследований.....	278
3.4.4. Примеры выполненных исследований.....	280
3.5. Исследование сценариев экстремальных условий в развитии электроэнергетики	282
3.5.1. Постановка задачи.....	282
3.5.2. Примеры анализа энергетической безопасности России.....	287

3.6. Анализ системных эффектов в развитии электроэнергетики.....	301
3.6.1. Постановка задачи, методы и математические модели оценки эффективности интеграции ЭЭС.....	301
3.6.2. Количественная оценка эффективности развития ЭЭС России.....	307
3.7. Оптимизация схем и параметров локальных систем энергоснабжения с учетом нормальных и послеаварийных режимов работы.....	315
3.7.1. Характеристика локальных систем энергоснабжения.....	315
3.7.2. Постановка задачи оптимизации ЛСЭС.....	316
3.7.3. Подход к моделированию элементов ЛСЭС.....	317
3.7.4. Математическая постановка задачи оптимизации параметров ЛСЭС.....	322
3.7.5. Пример оптимизации ЛСЭС.....	325
3.8. Анализ условий функционирования будущих электроэнергетических систем.....	328
3.8.1. Исходные положения.....	328
3.8.2. Исследование и обеспечение балансовой надежности ЭЭС....	329
3.8.3. Исследование и обеспечение устойчивости (режимной надежности) ЭЭС.....	332
4. МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ И МЕТОДЫ УЧЕТА УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ ПРИ ОБОСНОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	335
4.1. Характеристика проблемы.....	335
4.2. Оценка эффективности мероприятий по электросбережению у потребителей.....	338
4.2.1. Современное состояние и перспективы.....	338
4.2.2. Мероприятия по электросбережению.....	340
4.2.3. Моделирование мероприятий по электросбережению при оптимизации развития электроэнергетических систем.....	345
4.3. Анализ эффективности использования потребителей-регуляторов...	350
4.3.1. Потенциал перспективных потребителей-регуляторов электрической нагрузки.....	350
4.3.2. Моделирование потребителей-регуляторов при оптимизации развития электроэнергетических систем.....	356
4.3.3. Определение оптимальных масштабов применения перспективных потребителей-регуляторов электрической нагрузки.....	357
4.4. Оптимизация суточных графиков нагрузки активных потребителей.....	361
4.4.1. Формализация задачи оптимизации электропотребления активного потребителя.....	361
4.4.2. Минимизация затрат активных потребителей на покупку электроэнергии.....	362

4.4.3. Условия обеспечения активности потребителя.....	364
5. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ ОТНОШЕНИЙ НА РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....	366
5.1. Особенности задач развития электроэнергетики с учетом влияния факторов либерализации отношений.....	366
5.2. Влияние несовершенных электроэнергетических рынков на разви- тие электроэнергетики.....	366
5.2.1. Исходные положения.....	366
5.2.2. Электроэнергетические олигополии и проявление рыночной власти.....	367
5.2.3. Опыт моделирования и исследования электроэнергетических олигополий.....	370
5.2.4. Модель несовершенного ЭЭР.....	371
5.2.5. Исследования несовершенного электроэнергетического рын- ка.....	375
5.2.6. Анализ результатов.....	378
5.3. Влияние особенностей корпоративного управления на развитие электроэнергетики.....	378
5.3.1. Зарубежная и российская практика корпоративного управ- ления.....	379
5.3.2. Особенности корпоративного управления в электроэнерге- тике России.....	381
5.3.3. Меры по улучшению корпоративного управления.....	390
5.4. Моделирование и оценка эффективности экономического механиз- ма внедрения возобновляемых источников энергии: "зеленые сер- тификаты".....	394
5.4.1. Стимулирование развития новых энергетических техноло- гий.....	394
5.4.2. Механизм работы рынка "зеленых сертификатов".....	396
6. ИНФОРМАЦИОННОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАДАЧ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....	403
6.1. Аналитический обзор средств математического и программного обеспечения решения задач развития электроэнергетических си- стем.....	403
6.2. Информационное обеспечение задач развития ЭЭС.....	408
6.3. Организация пакетов программ СОЮЗ и СЕТИ.....	413
6.4. Организация программного комплекса ОРИРЭС.....	417
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	420
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	424

ПРЕДИСЛОВИЕ

Необходимость обоснования развития электроэнергетики и электроэнергетических систем (ЭЭС) возникла, начиная с плана ГОЭЛРО, а основные положения этого обоснования стали формироваться в 1930-1950 гг. К началу 1960-х годов актуальность проблем развития ЭЭС существенно возросла. В это время в СССР строились крупнейшие ГЭС и ГРЭС, появилась первая АЭС. В 1957 г. организована Объединенная энергосистема (ОЭС) Центра, в 1958 г. – ОЭС Западной Сибири. Позднее в результате объединения ОЭС на параллельную работу сформировались сначала Европейская секция, а затем и Единая энергетическая система (ЕЭС) СССР.

С созданием энергообъединений электроснабжение потребителей страны перешло на качественно новый уровень. Значительно повысились его надежность и экономичность, расширились возможности для концентрации производства и централизации распределения электроэнергии. Получаемые при этом энерго-экономические эффекты общеизвестны. В результате потребовались изменение и развитие подходов к оценке эффективности сооружения отдельных электроэнергетических объектов в направлении развития систем централизованного электроснабжения как единого целого. В связи с этим в электроэнергетике страны наряду с проектированием электроэнергетических объектов возник специальный функциональный вид управления развитием электроэнергетики – проектирование ЭЭС. Для этой цели был создан Всесоюзный государственный проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию электрических систем и сетей (ВГПИ и НИИ) "Энергосетьпроект" с региональными отделениями.

Сибирский энергетический институт (СЭИ) СО АН СССР проводил методические и практические исследования в рассматриваемой области с момента его основания в 1960 г. в содружестве с институтом "Энергосетьпроект" и его отделениями, а также с рядом академических и отраслевых институтов и вузов. Активную разработку методологии и методов обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС стимулировали не только потребности практики, но и бурное развитие вычислительной техники и математических методов моделирования и оптимизации. В результате к концу 1970-х годов сформировались структура и содержание системного подхода при обосновании развития электроэнергетики и ЭЭС, что нашло отражение в изданной в 1980 г. монографии под редакцией Л.С. Беляева и Ю.Н. Руденко "Системный подход при управлении развитием электроэнергетики" (Новосибирск, "Наука"), а также в дополняющей ее с позиций технико-экономического анализа развития ЭЭС книге И.М. Волькенау, А.Н. Зейлигера, Л.Д. Хабачева "Экономика формирования электроэнергетических систем", (М.: "Энергия"), 1981 г. К этому времени на основе накопленного опыта моделирования развития ЭЭС была разработана базовая комплексная математическая модель оптимизации структуры генерирующих мощностей и пропускных способно-

стей межсистемных связей, реализованная в виде ПВК "СОЮЗ" с развитой информационной базой данных.

По существу, к концу 1980-х – началу 1990-х годов системный подход к управлению развитием электроэнергетики и ЭЭС сформировался в СССР в достаточно законченном виде применительно к условиям централизованной экономики в составе трех укрупненных этапов. На первом этапе электроэнергетика рассматривается в составе территориально-производственной модели ТЭК. Затем полученные рекомендации уточняются с использованием детальной модели развития ЭЭС типа "СОЮЗ", а также модели развития основной электрической сети. На третьем этапе на основе специальных математических моделей исследуются условия функционирования и надежность ЭЭС, особенности управления ее режимами и т.п.

Системные модели обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС разрабатывались и за рубежом. Наибольшее распространение получила методология интегрированного планирования ресурсов.

Смена экономической парадигмы в начале 1990-х годов на рыночную радикальным образом изменила условия развития электроэнергетики и ЭЭС. Однако процесс этой смены в основных позициях, связанных с реструктуризацией электроэнергетики, принципами и механизмами организации электроэнергетических рынков, растянулся на полтора десятилетия и более, а методология обоснования развития электроэнергетики ЭЭС и электроэнергетических компаний в это время активно корректировалась. В новых условиях в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН и в ряде других организаций страны исследования велись по следующим направлениям:

- 1) совершенствование и формирование новых технологических моделей развития ЭЭС;
- 2) разработка новых методов обоснования решений по развитию ЭЭС;
- 3) разработка принципов и механизмов инвестирования и развития ЭЭС;
- 4) формирование методологии обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний.

Настоящая книга представляет сформировавшуюся к настоящему времени в ИСЭМ СО РАН методологию обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний как технических и технологических объектов. Представлены методические основы иерархического подхода к исследованию развития ЭЭС в условиях неопределенности и многокритериальности при несовпадающих интересах субъектов отношений. Излагаются модели и методы формирования и изучения условий развития электроэнергетики, а также обоснования развития электроэнергетических систем. Рассмотрены методические принципы и методы учета управления электропотреблением при выработке решений по развитию ЭЭС. Проанализировано влияние факторов либерализации отношений субъектов электроэнергетики на ее развитие. Представлено информационное и программное обеспечение задач развития электроэнергетики.

Коллектив, подготовивший книгу, включает следующих авторов: Воробай Н.И. (Предисловие, пп. 1.1-1.5, 2.1, 3.5, 3.8, 4.4, 5.1, Заключение), Подковальников С.В. (пп. 1.4, 2.7, 2.9, 3.4, 5.1, 5.2, 6.4), Труфанов В.В. (пп. 1.4, 3.2, 3.3, 3.5, 3.6, 4.1-4.3, 6.1-6.3), Беляев Л.С. (п. 3.4), Гальперова Е.В. (п. 2.2), Домышев А.В. (п. 3.8), Жарков П.В. (п. 3.7), Жарков С.В. (пп. 2.5, 2.6), Захаров Ю.Б. (п. 2.4), Ковалев Г.Ф. (п. 3.7), Кононов Ю.Д. (пп. 2.3, 2.3), Кононов Д.Ю. (п. 2.3), Клер А.М. (пп. 2.4, 2.10, 3.7), Лагерев А.В. (п. 2.1), Мазурова О.В. (п. 2.2), Марченко О.В. (пп. 2.8, 5.4), Осак А.Б. (п. 3.8, Заключение), Попова О.М. (п. 6.3), Потанина Ю.М. (п. 2.4), Савельев В.А. (пп. 2.7, 2.9, 3.4), Семенов К.А. (п. 3.4), Скрипченко О.В. (п. 2.10), Соломин С.В. (п. 5.4), Сташкевич Е.В. (п. 4.4), Стенников В.А. (пп. 2.1, 2.5, 2.6), Степанов В.С. (п. 4.4), Суслов К.В. (п. 4.4), Тюрина Э.А. (п. 2.10), Усов И.Ю. (пп. 3.3, 6.3), Хамисов О.В. (п. 5.2), Ханаева В.Н. (п. 2.1), Ханаев В.В. (пп. 4.1-4.3), Чудинова Л.Ю. (пп. 2.7, 2.9, 3.4), Шевелева Г.И. (п. 5.3).

СПИСОК АББРЕВИАТУР

АО – акционерное общество
АПБЭ – Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике
АТР – Азиатско-Тихоокеанский регион
АТЭЦ – атомная ТЭЦ
АЭС – атомная электростанция
БД – базы данных
БогАЗ – Богучанский алюминиевый завод
БЭМО – Богучанское энерго-металлургическое объединение
ВАЭС – воздухо-аккумулирующая электростанция
ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор
ВВП – валовый внутренний продукт
ВИЭ – возобновляемый источник энергии
ВЛ – воздушная линия
ВПТ – вставка постоянного тока
ВЭК – Восточная энергетическая компания
ВЭС – ветроэлектростанция
ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция
ГВЦ – Главный вычислительный центр
ГК – генерирующая компания
ГОСА – годовое общее собрание акционеров
ГОЭЛРО – Государственная комиссия по электрификации России
ГРЭС – государственная районная электростанция
ГТ – газовая турбина
ГТУ – газотурбинная установка
ГТЭ – газотурбинная электростанция
ГУ – газификация угля
ГЭК – Государственная электросетевая корпорация
ГЭС – гидроэлектростанция
ДВР – Дальний Восток России
ДЗО – дочерняя зависимая организация
ДЭС – дизельная электростанция
ЕС – единая серия
ЕЭС – Единая энергетическая система
ЕЭЭС – Единая электроэнергетическая система
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство
ЗСП – зона свободного перетока
ИНЭИ РАН – Институт энергетических исследований Российской академии наук
ИРНТУ – Иркутский национальный исследовательский технический университет
ИСЭМ СО РАН – Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук

ИЭС – интеллектуальная энергосистема
КИТТ – коэффициент использования твердого топлива
КИУМ – коэффициент использования установленной мощности
КНР – Китайская Народная Республика
КПД – коэффициент полезного действия
ККП – кодекс корпоративного поведения
КУ – котельная установка
КУ – корпоративное управление
КЭС – конденсационная электростанция
ЛЭП – линия электропередачи
ЛПР – лицо, принимающее решение
МГЭС – межгосударственная электрическая связь
МКК – модельно-компьютерный комплекс
МИСС – модель имитационная стохастическая статическая
МРГЭ – малая распределенная генерация энергии
МЭР – министерство экономического развития
НВ – наиболее возможное
НДС – налог на добавленную стоимость
НИИПТ – Научно-исследовательский институт постоянного тока
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
НПУ – нормальный подпорный уровень
НЧ – нечеткое число
НОНП – нечеткое отношение нестрогого предпочтения
НОСП – нечеткое отношение строгого предпочтения
НОЭ – нечеткое отношение эквивалентности
ОАО – открытое акционерное общество
ОГК – оптовая генерирующая компания
ОЗДУ – операционная зона диспетчерского управления
ОПЕК – организация стран-экспортеров нефти
ОРЭМ – оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОЭЭС – Объединенная электроэнергетическая система
ОЭС – Объединенная энергетическая система
ОЭСР – Организация экономического сотрудничества и развития
ПВК – программно-вычислительный комплекс
ПГУ – парогазовая установка
ПГЭС – парогазовая электростанция
ПИВР – правила использования водных ресурсов
ППКЭС – полупиковая конденсационная электростанция
ПР – потребитель-регулятор
ПРК – пиково-резервный котел
ПС – подстанция
ПТУ – паротурбинная установка
ПЭВМ – персональная ЭВМ
ПЭС – приливная электростанция

РАО – российское акционерное общество
РБМК – реактор большой мощности канальный
РГЭ – распределенная генерация энергии
РК – Республика Корея
РСПП – Российский союз производителей и предпринимателей
КНДР – Коре́йская Народно-Демократи́ческая Респу́блика
РФ – Российская Федерация
СВА – Северо-Восточная Азия
СД – совет директоров
СМИ – средство массовой информации
СП – степень превосходства
СПГ – сниженный природный газ
СПИН – сверхпроводящий индуктивный накопитель энергии
ССКП – суперсверхкритические параметры пара
СУБД – система управления базами данных
СУТВП – система утилизации теплоты конденсации водяных паров
США – Соединенные Штаты Америки
СЭ – система энергоснабжения
СЭВ – Совет экономической взаимопомощи
ТГК – территориальная генерирующая компания
ТГЭП – трансгосударственная электропередача
ТНМ – теория нечетких множеств
ТЭК – топливно-энергетический комплекс
ТЭО – технико-экономическое обоснование
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы
ТЭС – тепловая электростанция
ТЭУ – теплоэнергетическая установка
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
УУП – укрупненный удельный показатель
ФЗ – Федеральный закон
ФКЦБ – Федеральная комиссия по ценным бумагам
ФО – федеральный округ
ФП – функция принадлежности
ФС – функция спроса
ФСК – федеральная сетевая компания
ФСФР – Федеральная служба по финансовым рынкам
ЦА – Центральная Азия
ЦКС – циркулирующий кипящий слой
ЦЭНЭФ – Центр по эффективному использованию энергии
ЧДД – чистый дисконтированный доход
ЭВМ – электронно-вычислительная машина
ЭНИН – Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского
ЭП – электропередача
ЭС – Энергетическая стратегия

ЭЭР – электроэнергетический рынок
ЭЭС – электроэнергетическая система
ЮЯГЭК – Южно-Якутский гидроэнергетический комплекс
DSM – Demand Side Management (Управление электропотреблением)
GAMS – General Algebraic Modeling System (Общая алгебраическая моделирующая система)
FACTS – Flexible Alternating Current Transmission System (Система гибкой электропередачи переменного тока)
IEA – International Energy Agency (Международное энергетическое агентство)
IPM – Integrated Planning Model (Интегрированная модель планирования)
KERI – Korean Electrotechnology Research Institute (Корейский электротехнологический исследовательский институт)
NEMS – National Energy Modeling System (Национальная энергетическая моделирующая система)
PMU – Phasor Measurement Unit (Устройство измерения комплексных величин)
SEE – Supply Function Equilibrium (Модель аукционов)
SEM – Stratam Electricity Market (Стратифицированный электроэнергетический рынок)
REI – Radial, Equivalent, Imagine (радиальный, эквивалентный, воображаемый)
UCTE – Union for Co-Ordination of Transmission of Electricity (Союз по координации передачи электроэнергии)
WAMS – Wide Area Monitoring System (Система широкомасштабного мониторинга режимов)
WACS – Wide Area Control System (Система широкомасштабного управления режимами)

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И КОМПАНИЙ

1.1. Проблема обоснования развития электроэнергетики

1.1.1. Характеристика проблемы

Обоснование развития электроэнергетики – многостадийный процесс, на каждой из последующих стадий которого уточняются решения, полученные на предыдущих стадиях. Сложность этого процесса определяется необходимостью учета многих значимых факторов и неопределенностью будущих условий развития электроэнергетики. В условиях либерализации отношений в электроэнергетике в процесс анализа и принятия решений по ее развитию оказываются вовлеченными многие участники (субъекты отношений) с несовпадающими интересами: электроэнергетические компании, потребители, инвесторы, общественные организации, федеральные и региональные органы власти. Координация интересов субъектов отношений и формирование механизмов обеспечения процесса развития становятся основными задачами обоснования решений по развитию электроэнергетики, электроэнергетических систем (ЭЭС) и компаний в современных условиях [1–3].

В прошлом на основании многолетнего опыта планирования развития электроэнергетики в условиях плановой экономики в СССР сформировалась законченная методология обоснования развития и размещения генерирующих мощностей, развития основной электрической сети. Эта методология базировалась на системном подходе к рассматриваемой сложной проблеме и включала иерархию взаимосвязанных задач в территориальном, временном и функциональном аспектах (см. п. 1.1.2). За рубежом аналогичная методология получила название интегрированного планирования ресурсов (см. п. 1.1.3).

В настоящее время по сути методология обоснования развития электроэнергетики претерпевает радикальную трансформацию от централизованного государственного планирования к новой парадигме многостороннего процесса обоснования решений и создания механизмов их реализации в условиях неопределенности, многокритериальности и множественности несовпадающих интересов. Эта трансформация характерна для всех стран мира, в которых происходит либерализация и дерегулирование электроэнергетики. Формирование новой методологии находится еще в начальной стадии. Разрабатываются общие принципы и методы обоснования развития электроэнергетики в рыночных условиях [1–9 и др.], при этом учитываются общеметодические разработки [10–13 и др.]. Исследуются конкретные задачи и методы обоснования развития генерации [4, 9, 14–16 и др.] и электрической сети [9, 17–19 и др.] в рыночных условиях, причем существенное внимание уделяется игровым подходам [4, 14, 17 и др.]. Рассматриваются механизмы обеспечения инвестирования электро-

энергетических объектов и эффективного развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний с учетом возросших рисков [5, 20–23 и др.].

Процессы либерализации и дерегулирования в электроэнергетике активизировались в 1970 – 1980-е годы. Их стимулировали достаточно серьезные аргументы о малой эффективности электроэнергетики как государственного сектора экономики, порой его неспособности обеспечить устойчивые темпы экономического роста, обезличенности собственности, государственном протекционизме и др. Довольно популярными стали идеи либерализма, монетаризма, дерегулирования экономики, в том числе электроэнергетики, приватизации государственной собственности, свободы торговли и других экономических действий, направленных на защиту от вмешательства государства. Не случайно поэтому радикально-либеральные преобразования часто сопровождались значительным ослаблением государственного регулирования с расчетом на быстрое включение рыночных механизмов саморегулирования, которые и должны были создать стимулы для экономического роста и структурной перестройки электроэнергетики [24 и др.].

Такой подход во многом базировался на теоретических выводах классической экономической школы о том, что сбалансированность рынка достигается благодаря действию закона спроса и предложения посредством гибкого рыночного ценообразования в условиях свободной конкуренции; цены отражают индивидуальные предпочтения и колебания в соответствии с изменениями спроса и предложения; распределение ресурсов осуществляется в соответствии с относительной величиной рыночных цен; в случае нарушения равновесия система стремится к его восстановлению, а поэтому любые попытки внешнего вмешательства в действие рыночных механизмов могут привести лишь к ухудшению положения.

В электроэнергетике многих стран 1980-е – начало 1990-х годов также были характерны осознанием целесообразности использования рыночных механизмов и определенной эйфорией в части всеобщей "невидимой руки рынка". Считалось, что рыночные механизмы дадут необходимые экономические сигналы для развития как генерирующих мощностей, так и электрических сетей. В России подобные представления были особенно популярны в начале – середине 1990-х годов. Недооценка проблем развития электроэнергетики в экономически развитых странах неявно объяснялась еще и тем, что вследствие активного электросбережения рост электропотребления практически прекратился, в то же время сформировались достаточно большие резервы в генерации и электрической сети, в результате проблемы дефицита мощностей и электросетевые ограничения длительное время не проявлялись, а избытки генерации позволяли организовать конкурентные рынки электроэнергии. В России в этот период произошел существенный спад электропотребления, приведший к появлению большого объема незагруженных генерирующих мощностей.

Опыт рыночных преобразований в электроэнергетике большинства стран мира показал, что первоначальный чрезмерный оптимизм по поводу эффективности чисто рыночных сил в функционировании, и особенно развитии ЭЭС,

оказался неоправданным. Произошел определенный "откат" от чрезмерно либеральных моделей организации и функционирования электроэнергетических рынков, была осознана роль "мягкого" регулирования этих рынков путем реализации соответствующей государственной политики. По существу, сейчас можно считать общепризнанным среди специалистов тот факт, что наиболее рациональным с точки зрения эффективного функционирования и развития ЭЭС является сочетание рыночных механизмов и государственного регулирования. Важно подчеркнуть, что выявление такого рационального сочетания – очень непростая задача и ее решение для каждой страны имеет определенную специфику вследствие особенностей экономики и электроэнергетики, условий их функционирования и развития.

Одновременно к концу 1990-х годов во многих странах с рыночной электроэнергетикой начали существенно сокращаться резервы генерирующих мощностей, поскольку генерирующим компаниям стало невыгодным содержать лишние мощности. Функционирование рынков электроэнергии выявило ограничения по пропускной способности электрической сети, часто в местах, где эти ограничения ранее не проявлялись (так называемая *congestion problem*). Все это активизировало работы по методам обоснования развития генерирующих мощностей, и особенно электрических сетей, на новой рыночной основе. В России подобные проработки также начались.

Необходимо отметить, что условия, в которых рассматриваются проблемы обоснования решений по развитию электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний, а также создания механизмов реализации этих решений в настоящее время существенно отличаются от условий, характерных для плановой экономики в бывшем СССР, и даже от условий, в которых происходило развитие регулируемых вертикально интегрированных электроэнергетических компаний в странах с рыночной экономикой. Значительно возросла необходимость учета многокритериальности и множественности интересов в процессе обоснования решений, значительно увеличилась неопределенность условий развития электроэнергетики, которая характеризуется сейчас не только традиционными факторами и влиянием рыночной составляющей неопределенности, но и тем, что идеология реформирования электроэнергетики на рыночной основе во всех странах еще, по существу, не отработана, многие положения вызывают возражения у специалистов и активно обсуждаются.

Кроме того упомянутая новая парадигма многостороннего процесса обоснования решений и создания механизмов их реализации в условиях неопределенности, многокритериальности и множественности интересов является актуальной и должна комплексно прорабатываться независимо от того, какой организационной структурой будет представлена электроэнергетика в перспективе, какие принципы функционирования электроэнергетических рынков будут реализованы, каким будет государственное регулирование в электроэнергетике и т.п. Независимо от этих "внутренних" условий электроэнергетика будет развиваться в либерализованной рыночной среде, для которой характерны неопределенность условий развития, наличие многих субъектов отношений, имеющих

несовпадающие интересы и многие критерии обоснования решений. Поэтому в данной книге, рассматривающей методические вопросы обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний, авторы абстрагируются от обсуждения предпочтительности возможных организационных структур электроэнергетики, правил организации и функционирования рынков электроэнергии и др.

Выше уже отмечалось, что за предшествующие годы и десятилетия для условий вертикально интегрированной организации электроэнергетики были сформированы определенные технологии обоснования развития: в бывшем СССР подобная технология основывалась на системном подходе, в США – на интегрированном планировании ресурсов. Эти подходы не потеряли своего значения и сейчас, они трансформируются и развиваются применительно к новым либерализованным условиям. Поэтому далее (см. п. 1.1.2) рассмотрен системный подход к обоснованию развития электроэнергетики и интегрированное планирование ресурсов (см. п. 1.1.3). Дан систематизированный анализ появившихся в последние годы разработок по подходам к обоснованию развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний в рыночных условиях (см. п. 1.1.4). Приведены основные положения так называемого холистического планирования развития ЭЭС (см. п. 1.1.5). Рассмотрены особенности активно развиваемой в последнее время концепции интеллектуальной электроэнергетической системы (см. п. 1.1.6). Завершают анализ некоторые обобщения (п. 1.1.7).

1.1.2. Системный подход

Первым с истории опытом системного подхода к решению крупных энергетических проблем является разработка в 1920 г. Государственной комиссией по электрификации России плана ГОЭЛРО [25]. Основные признаки системного подхода в этой работе заключаются в следующем [26, 27]:

1) из всего многообразия плановых задач внимание сконцентрировано на одной, решение которой обещало наибольший экономический эффект, позволяло объединить все звенья экономической цепи, – на задаче электрификации страны;

2) в отношении конечной цели сформированы конкретные уровни ее достижения – программы А и Б;

3) введен критерий экономической эффективности при формировании и реализации названных программ: "... с минимумом затрат, с наиболее точным учетом расходуемой энергии ... оплодотворять ею все подразделения народного хозяйства";

4) тщательно разработан комплекс мероприятий по реконструкции производства на базе электрификации, по развитию отраслей экономики и внешне-экономических связей, необходимых для реализации намеченных программ.

Методический аппарат, заложенный в плане ГОЭЛРО, развивался в последующие десятилетия. Его основу составил комплексно-энергетический метод,

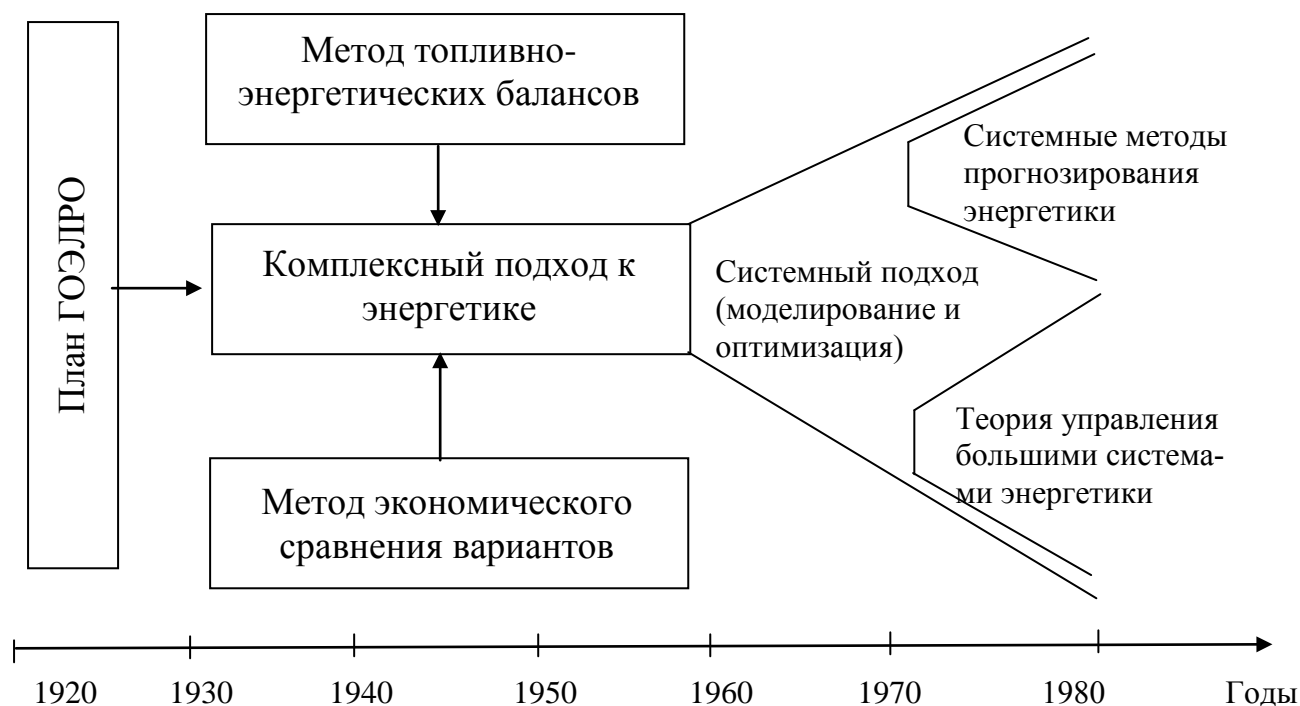


Рис. 1.1. Этапы развития в СССР системных исследований энергетики [26, 27]

разработанный школой Г.М. Кржижановского (рис. 1.1). Суть этого метода состоит в комплексном рассмотрении энергетики как единого целого – "от источников энергетических ресурсов до приемников энергии включительно" [28]. Для обеспечения пропорциональности развития энергетики этот метод использовал достаточно сложную систему балансовых таблиц, охватывающих основные звенья энергетического хозяйства и разные уровни иерархии – от энергетических балансов установок и предприятий до топливно-энергетических балансов районов и страны в целом [26, 27].

Вторым важным элементом комплексно-энергетического метода исследований послужила разработанная в тот же период методика экономического сравнения вариантных решений, позволяющая обеспечивать если не оптимальность, то по крайней мере рациональность планов развития энергетики. Эта методика, во-первых, давала системные правила приведения вариантов к сопоставимому виду посредством применения категории замыкающего энергетического объекта. Во-вторых, она регламентировала соизмерение с экономических позиций единовременных (капитальных) и текущих издержек – посредством нормативов сначала срока окупаемости, а затем коэффициента эффективности капиталовложений. Позднее эта методика была развита в направлении учета разновременных затрат с введением нормативного коэффициента реновации (приведения затрат во времени).

Балансовый метод в сочетании с комплексно-энергетическим подходом, подкрепленный методами экономического сравнения вариантов (оценки экономической эффективности капиталовложений) служил мощным средством системного анализа энергетики в течение всего периода некомпьютерной переработки информации.

Массовое внедрение электронных вычислительных машин (ЭВМ) – компьютеров первых поколений – и сопутствовавшее этому широкое применение численных математических методов (прежде всего математического программирования) дали системному подходу более адекватный инструментарий – методы математического моделирования и имитации обосновываемых решений на ЭВМ. Помимо очевидных выгод, связанных с автоматизацией вычислительной работы, это позволило придать системному подходу новые качества. Основные из них (помимо четырех, перечисленных выше при характеристике методологии плана ГОЭЛРО), которые можно назвать компонентами системного подхода в энергетике, следующие [26]:

- непосредственное описание (в виде соответствующих математических моделей) и учет в исследовании известных (познанных) причинно-следственных связей рассматриваемой системы или явления;
- структуризация исследуемой проблемы в виде определенной иерархии подпроблем и соответствующей иерархии моделей с установлением четких взаимосвязей между ними;
- необходимость создания достаточно полной и унифицированной (методически совместимой) информационной базы, также упорядоченной по иерархическому принципу;
- непосредственный учет факта неоднозначности исходной информации, т.е. разработка соответствующих методов обоснования решений в условиях неопределенности;
- возможность организации благодаря "проигрыванию" на компьютере творческого осмысливания специалистами многих аспектов изучаемой проблемы (вариантов принимаемого решения) и тем самым органичной интеграции их опыта и возможностей компьютера.

Научные основы системных исследований энергетики создавались в СССР с начала 1960-х годов. Обобщением этих разработок явилась книга Л.А. Мелентьева "Системные исследования в энергетике" [29], выдержавшая два издания – 1979 и 1983 гг. Развитие и конкретизация основных положений системных исследований в энергетике нашли отражение в книге [30]. Применительно к проблемам развития электроэнергетики системный подход был развит в [31]. Книга [32] органично дополняет [31] технико-экономическими аспектами обоснования развития электроэнергетики.

В этот же период системному подходу к изучению долгосрочного развития энергетики большое внимание уделялось и в индустриально развитых странах. Одним из интересных в методическом отношении был выполненный в США проект "Независимость", инициированный энергетическим кризисом [26]. В последующем этот методический подход трансформировался в методологию интегрированного планирования ресурсов, изложенную далее в п. 1.1.3. Определенные методические обобщения и разработки в области системных исследований энергетики выполнялись в Международном институте прикладного системного анализа.

Рассмотрим, следуя [31], основное содержание системного подхода при обосновании развития электроэнергетики и ЭЭС.

Имеются три основных этапа по обоснованию развития электроэнергетики и ЭЭС:

- долгосрочное прогнозирование развития электроэнергетики;
- проектирование ЭЭС;
- планирование развития ЭЭС.

Долгосрочное прогнозирование развития электроэнергетики рассматривается на период более 15 лет и имеет целью определение основных тенденций и пропорций развития электроэнергетики в рамках топливно-энергетического комплекса и экономики в целом. Методически долгосрочное прогнозирование развития электроэнергетики принципиально не отличается от прогнозирования развития других отраслей экономики с точностью до специфики электроэнергетики как особой, инфраструктурной отрасли, в существенной мере интегрирующей другие отрасли ТЭК и определяющей развитие экономики и социальной сферы.

Проектирование специфично для технических систем, имеющих специализированные (электрические, трубопроводные) связи. Оно отсутствует во многих отраслях (например, в металлургической, угольной, лесной, легкой промышленности), где системы имеют преимущественно экономический характер и для обоснования их развития достаточно лишь этапа планирования развития отрасли в целом и проектирования отдельных предприятий. Проектирование же технических систем требует рассмотрения их как единого целого, определения состава и очередности строительства элементов и связей, проверки условий последующего функционирования системы как таковой.

Проектирование ЭЭС в СССР начало выделяться как особый вид проектной деятельности в 1950-х годах в связи с формированием первых объединенных ЭЭС (ОЭС). По мере усложнения ОЭС, охвата ими все большей территории и создания единой ЭЭС сначала европейской части, а затем всей страны значимость и трудоемкость проектирования ЭЭС возрастали.

При проектировании ЭЭС с учетом результатов прогнозирования электроэнергетики осуществляются [31]:

а) выбор рациональной структуры генерирующих мощностей ЭЭС (ОЭЭС, Единой ЭЭС) по типам электростанций, видам оборудования и используемого топлива, а также схемы и параметров межсистемных связей энергообъединения на перспективу 10–15 лет;

в) выявление рациональных вариантов развития отдельных ЭЭС (электростанций и ЛЭП) на перспективу 5–10 лет, включая проверку технической "жизнеспособности" намеченных вариантов (режимов работы, устойчивости и т.п.);

в) технико-экономическое обоснование первоочередных электростанций и ЛЭП для их проектирования и строительства;

г) определение рациональных сроков ввода в эксплуатацию агрегатов электростанций и линий электропередачи;

д) обоснование предложений по созданию новых видов оборудования, перспективных потребностей в оборудовании и др.

Рекомендации, сформулированные по результатам проектирования ЭЭС, передаются в плановые организации для использования при планировании развития ЭЭС.

В процессе планирования развития ЭЭС проводится проверка намеченных решений о развитии ЭЭС по их обеспеченности материальными ресурсами в увязке с планами развития и производства других отраслей экономики. При этом проверяются балансы капиталовложений, рабочей силы, производства оборудования и материалов и т.п. Заметим, что речь идет о плановой экономике, в которой составление таких балансов возможно. При необходимости предложения, выдвигаемые проектными организациями, возвращаются на доработку и уточнение.

Таким образом, на этапе проектирования ЭЭС осуществляется выбор рациональных вариантов различного рода решений о развитии ЭЭС и их технико-экономическое обоснование, а на этапе планирования развития ЭЭС – проверка и увязка этих вариантов на реализуемость по балансам материальных ресурсов экономики в целом, Согласование рекомендаций на этапах проектирования ЭЭС и планирования их развития совершается итеративно.

В [31] уточняются и детализируются перечисленные выше компоненты системного подхода в энергетике с учетом специфики электроэнергетики и ЭЭС. Был разработан комплекс моделей для решения задач обоснования развития электроэнергетики в рамках изложенного подхода. Основные из этих моделей развивались в последующие годы [33, 34 и др.].

1.1.3. Интегрированное планирование ресурсов

Интегрированное планирование ресурсов – один из современных подходов к планированию развития энергоснабжающих (прежде всего электроснабжающих) компаний. Этот подход появился и широко применяется в США. В последние десятилетия он получает все большее признание и распространение в разных странах благодаря тому, что обеспечивает наиболее эффективное использование всех доступных и экономически выгодных ресурсов для удовлетворения спроса потребителей на электрическую энергию [35–37].

Интегрированное планирование ресурсов появилось как реакция на мировой энергетический кризис 1970-х годов, наиболее сильно сказавшийся именно на экономике США, и на некоторые последствия этого кризиса для энергоснабжающих компаний, а также на обострение экологических проблем. Для энергоснабжающих компаний последствия кризиса выразились в первую очередь в многократном удорожании топлива и увеличении доли расходов на него в общей структуре затрат. К этому добавились затраты на улучшение экологических характеристик энергоустановок. Общее замедление развития экономики и даже временный спад в ней, неопределенность экономических прогнозов на будущее, а также изменение характера взаимосвязей между темпами экономи-

ческого развития и ростом спроса на энергию в результате технологических сдвигов в энергоемких отраслях и ослабления этих взаимосвязей (которые были недооценены первоначально), – все это привело к тому, что пришлось отложить или полностью прекратить строительство многих энергетических объектов. Прежде всего это коснулось проектов строительства атомных электростанций. В результате компании понесли большие невосполнимые потери, упали дивиденды и привлекательность акций. Эти потери оказалось невозможно полностью компенсировать многократным увеличением тарифов [37].

Ситуацию усугубило то обстоятельство, что к этому времени были исчерпаны возможности снижения затрат путем увеличения масштаба производства, и строительство новых мощностей перестало гарантировать снижение замыкающих затрат. В период устойчивого экономического роста и опережающих темпов электрификации достаточно простые методы планирования деятельности энергоснабжающих компаний удовлетворяли и сами компании, и государственные регулирующие органы. Теперь же эти методы перестали гарантировать устойчивое экономическое положение компаний и обеспечение потребностей общества в электроэнергии по достаточно низким, стабильным ценам. Поэтому и регулирующие органы, и энергетические компании были вынуждены искать новые, нетрадиционные подходы к планированию и регулированию деятельности энергоснабжающих компаний, адекватные изменившейся экономической ситуации. Таким подходом и стало интегрированное планирование ресурсов.

Принципиальной целью интегрированного планирования ресурсов является минимизация долгосрочных общественных затрат на удовлетворение потребности в электроэнергии. Включение в название термина "интегрированное" особо выделяет ориентацию подхода на комплексный анализ и сопоставление на равноправной основе всех доступных вариантов решения проблемы электроснабжения региона, обслуживаемого энергокомпанией, с учетом всех видов ресурсов и эффектов их использования, не ограничиваясь только ресурсами самой компании по наращиванию производства электроэнергии.

Изменение подхода к планированию развития ЭЭС приводит к изменениям процесса разработки и принятия плана. В рамках интегрированного планирования ресурсов этот процесс обычно включает следующие составные части [35–38]:

- ◆ прогноз будущего спроса на электроэнергию и мощность;
- ◆ оценку имеющихся генерирующих мощностей и анализ баланса нагрузки и производственных мощностей в пределах горизонта планирования;
- ◆ анализ ресурсов развития ЭЭС с точки зрения спроса, т.е. потенциала повышения эффективности использования электроэнергии потребителями;
- ◆ анализ ресурсов развития ЭЭС в плане наращивания и модернизации производственных мощностей;
- ◆ оценку экологических последствий каждого из предполагаемых вариантов развития ЭЭС;
- ◆ план внедрения одобренного портфеля проектов развития компании;

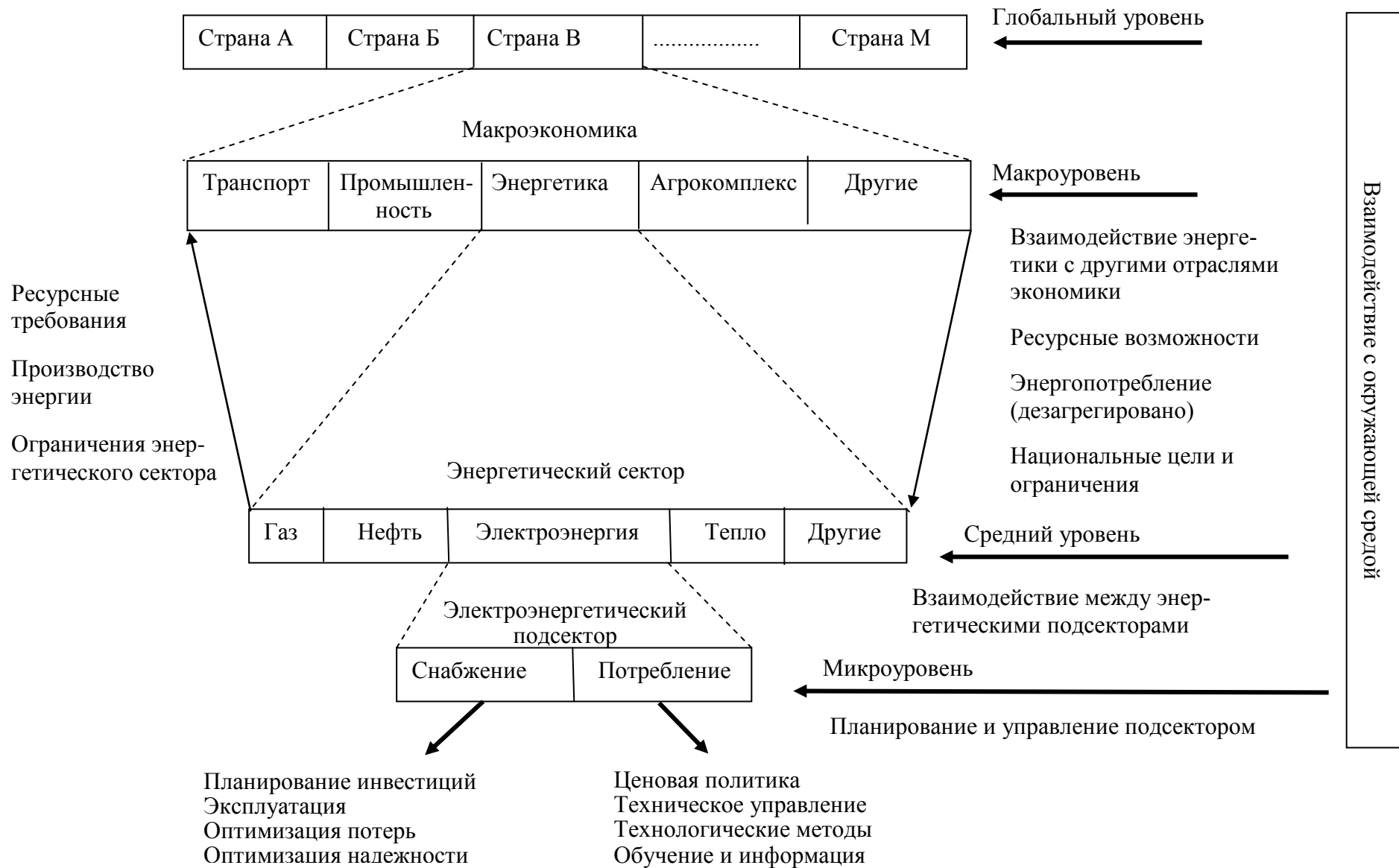


Рис. 1.2. Иерархический взгляд на интегрированное планирование ресурсов

◆ общественную оценку и одобрение плана развития.

Иерархический взгляд на место интегрированного планирования ресурсов показан на рис. 1.2 [37]. Этот рисунок, а также перечисленные выше группы задач показывают, что интегрированное планирование ресурсов сродни системному подходу к планированию развития ЭЭС, описанному в п. 1.1.2.

Следует обратить внимание на некоторые новые процедуры, связанные с использованием интегрированного планирования ресурсов [35, 38].

Чтобы ресурс энергоэффективности, имеющийся у потребителей, действительно стал равноценным ресурсом энергоснабжения, энергоснабжающей компании пришлось разрабатывать и внедрять программы управления спросом – Demand Side Management (DSM). Для их реализации компания должна была вступать в более сложные отношения с потребителями, заключать с ними специальные контракты, выходящие за пределы традиционных договоров на отпуск электроэнергии и требующие осуществления видов деятельности, не свойственных энергокомпаниям (например, производить оптовую закупку энергоэффективного оборудования для обслуживания компанией потребителей).

Усложнилась и деятельность регулирующих органов. Хотя по-прежнему они должны были контролировать структуру затрат компании и норму рентабельности, эти органы существенно изменились и усложнились количественно и качественно, как и спектр видов деятельности компаний, направлений и форм их капиталовложений и извлечения прибыли.

Принципиально важным новым элементом, привнесенным интегрированным планированием ресурсов, явилось создание условий для активного участия общественности в процессе подготовки и принятия решений, где центральное место стали занимать публичные слушания, посвященные рассмотрению планов развития ЭЭС. Возможность общественного воздействия на решения заставляла компании предпринимать усилия по формированию общественного мнения путем разъяснения своих целей, проблем и, главное, преимуществ и выгод предлагаемого плана для потребителей.

Несмотря на множество новых проблем и усложнение деятельности энергокомпаний, в результате перехода к планированию развития ЭЭС в соответствии с принципами интегрированного планирования ресурсов в выигрыше оказались все заинтересованные стороны. Энергетические компании стали лучше ориентироваться в технологических сдвигах в сфере энергоэффективности, в особенностях рынков топлива, в вопросах государственного регулирования. Ввиду этого может снижаться риск капиталовложений, компаниям удавалось избегать неоправданного роста своих затрат и дорогостоящих проектов по вводу новых мощностей, приобрести большую гибкость и деловую активность благодаря новым источникам получения прибыли. Повысилась эффективность использования имеющихся мощностей, сглаживались пики нагрузки и др.

Потребители же получили более дешевую электроэнергию на долгосрочную перспективу без потери ее качества и надежности электроснабжения, а также доступ к новейшим энергоэффективным технологиям, сокращающим их затраты, у промышленных и коммерческих потребителей повысилась общая

конкурентоспособность, прибыльность, открылись возможности расширения действующих предприятий и создания новых.

Регионы в целом получили возможность улучшать свое экономическое положение, снижать зависимость от импорта топлива или электроэнергии из других регионов, сокращать вывоз капиталов, повышать деловую активность, создавать дополнительные рабочие места, улучшать социальную и экологическую обстановку.

По мнению многих американских экспертов, внедрение интегрированного планирования ресурсов во многом способствовало выходу из кризиса и оздоровлению энергетического сектора США, финансовой стабилизации энергоснабжающих компаний, повышению энергоэффективности экономики в целом [35, 37].

Изложенные положительные стороны использования интегрированного планирования ресурсов были характерны для условий регулируемых естественных монополий в электроэнергетике. В условиях либерализации и дезинтеграции электроэнергетических компаний ситуация усложняется, однако достоинства этого комплексного подхода во многом сохраняются, но существенно трансформируются.

1.1.4. Современные разработки

Современное состояние разработок математических моделей и методов обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний можно условно классифицировать в следующих направлениях:

- трансформация методических принципов;
- обоснование развития генерации;
- обоснование развития электрической сети.

В части трансформации методических принципов обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний одним из основных положений является осознание принципиальной важности рассмотрения соответствующих задач как многокритериальных. Достаточно часто предпринимаются попытки использовать свертку нескольких критериев через измерение их в денежном выражении, например, "затраты + ущерб от недостаточной надежности" [39, 40 и др.], "затраты + экономическая оценка последствий экологического влияния электроэнергетики" [41 и др.].

Используется понятие так называемого социального благополучия, "социальной выгоды" (social welfare) – соответствующего комплексного критерия, учитывает критерии всех субъектов отношений – сетевой компании, генерирующих и сбытовых компаний, потребителей. В ряде случаев этот критерий социального благополучия записывается как сумма критериев отдельных субъектов без каких-либо весовых коэффициентов [42], более осторожный подход состоит в независимой оценке критериев субъектов отношений и сопоставлении их на экспертном уровне без привлечения формализованных процедур [43] либо путем построения Парето-кривых "затраты – надежность" [44] или "затраты – доход" [45]. Используется также метод уступок [46]. Рассматриваются подхо-

ды на основе многокритериальной полезности [47–49] (причем в [47] предложена формализованная процедура определения весовых коэффициентов в многокритериальной функции полезности), а также игровые подходы [4, 14, 17, 50–52].

Другой важный аспект современных подходов к обоснованию развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний в условиях либерализации и дерегулирования связан с существенным увеличением неопределенности факторов развития электроэнергетики при расширении состава факторов, формирующих эту неопределенность, по сравнению с условиями централизованной электроэнергетики. В методическом плане различают краткосрочную неопределенность (например, флуктуации цен на электроэнергию в перспективе по отношению к прогнозируемому тренду их изменения, колебания нагрузок в узлах системы по отношению к прогнозируемым значениям и др.), которая представляется как случайная и моделируется, например, методом статистических испытаний (Монте-Карло) [16, 40, 53–55], и долгосрочную неопределенность, которая представляется сценариями (например, сценарии электропотребления, цен на топливо и оборудование и др.) [44, 49, 56 и др.]. Используется аппарат нечетких множеств и нечеткой логики [53, 57, 58]. В [16] для моделирования долгосрочной неопределенности применяются марковские цепи. Во многих случаях неопределенность ассоциируется с риском [8, 47, 59].

С учетом неопределенности условий развития электроэнергетики осознается необходимость трансформации идеологии подходов к обоснованию развития ЭЭС и электроэнергетических компаний от оптимизации к прогнозу и имитации, от планирования к стратегии развития [15, 52]. При этом смысл и содержание математических моделей, используемых для прогноза и имитации, по сравнению с прежними условиями расширяются дополнением технологических моделей финансовыми моделями [34, 60] и расширением функций технологических моделей обоснования развития ЭЭС оценкой надежности электроснабжения потребителей, учетом управления электропотреблением (DSM) и другими возможностями [7, 56, 61, 62 и др.]. Рассматривается также применение таких мощных средств, как геоинформационные системы [63].

Некоторые авторы не считают актуальной задачу обоснования развития генерации, полагая, что рыночные механизмы должны давать необходимые экономические сигналы инвесторам для вложения средств в строительство новых электростанций. Однако эта точка зрения привлекает все меньше сторонников, поскольку более глубокий анализ и имеющаяся практика показывают, что спотовый рынок "близорук" и необходимо предусматривать соответствующие механизмы для повышения инвестиционной привлекательности новых электростанций и снижения финансовых рисков для инвесторов. С этой целью предлагаются различные подходы, одним из которых является так называемый стратифицированный электроэнергетический рынок (Stratum Electricity Market – SEM) – рассмотрение иерархической во времени структуры электроэнергетического рынка, включающей спотовый (часовой), месячный, годовой и многолетний рынки; на многолетнем рынке могут быть организованы аукционы на инвестиции для строительства электростанций [64]. Аналогичная идея была

сформулирована в [65]. Рассматриваются также рынки мощности (в дополнение к рынкам электроэнергии), которые создают долгосрочные экономические сигналы инвесторам для развития электростанций [66].

Важной является задача координации развития генерации, поскольку у каждой генерирующей компании и у каждого независимого инвестора, рассматривающих возможности вложения средств в строительство электростанций, имеются свои интересы, которые необходимо согласовывать с учетом общесистемных требований. В качестве координатора рассматривается независимый системный оператор [16, 67, 68], а в качестве общесистемных требований, которые должен отслеживать системный оператор, выступают социальные требования, основным из которых является надежность электроснабжения потребителей. В других случаях в качестве координатора развития генерации выступает государство [65, 69–71] (что часто тождественно предыдущему случаю, когда системный оператор находится в государственной собственности), при этом проблема может рассматриваться как иерархическая игровая задача [70]. В условиях регулируемого развития электростанций координация может осуществляться между компаниями, при этом задача формулируется в виде кооперативной игры [4, 72, 73].

В ряде работ рассматривается государственное планирование развития генерации как средство, страхующее от ошибок рынка [65, 69, 71]. В более общем случае наиболее рациональным представляется сочетание рыночных механизмов развития электростанций и системы государственного и корпоративного планирования развития генерации, которая снижает инвестиционные риски; при этом может быть создан специальный фонд, средства которого страхуют финансовые риски независимых инвесторов и могут быть использованы для строительства электростанций с целью недопущения дефицита генерирующей мощности [65, 74, 75].

Поскольку функции, выполняемые электрической сетью, являются монопольным видом деятельности и, соответственно, регулируются государством, вопросам обоснования развития электрической сети объективно уделяется существенно больше внимания по сравнению с генерацией. Основные результаты могут быть сформулированы в виде следующих положений [42, 43, 76–87].

1. В составе субъектов отношений, заинтересованных в развитии основной электрической сети, рассматривается в первую очередь сетевая компания (в некоторых случаях объединенная диспетчерско-сетевая компания, включающая сетевую компанию и системного оператора), а кроме того – генерирующие компании, сбытовые компании, потребители. В качестве субъектов отношений в обсуждаемом плане не рассматриваются напрямую органы власти (регуляторы). Инвесторы учитываются косвенно и упрощенно – через инвестиционную составляющую затрат на развитие основной электрической сети.

2. В качестве основы для формирования критериев субъектов отношений можно выделить три случая:

♦ "затратный" подход – рассмотрение затрат на развитие электрической сети, текущих затрат на производство и транспорт электроэнергии, ущербов у потребителей от ограничений в электрической сети и недостаточной надежности

электроснабжения; в ряде случаев показатели надежности электроснабжения потребителей выступают в качестве самостоятельных критериев [76, 79, 81, 84, 86]; рыночные условия учитываются при этом весьма упрощенно, например, тезисом о том, что сеть не должна ограничивать свободную торговлю электроэнергией и одна из составляющих критерия рассматривает минимум разницы между случаем реальных сетевых ограничений и упомянутым идеальным случаем;

♦ рыночный подход – рассмотрение рыночных ценовых сигналов для развития основной электрической сети, базирующихся на локальных маржинальных узловых или зональных ценах предложения и покупки электроэнергии (locational marginal prices) и ценовых сигналах из-за ограничений пропускных способностей связей (congestion prices) [42, 43, 78, 80, 82, 83, 85, 87];

♦ стратифицированная структура электроэнергетического рынка (Stratum Electricity Market (SEM) structure) [77] – подобно отмеченной выше для случая развития генерации; на многолетнем рынке, аналогично генерации, могут быть организованы аукционы на инвестиции для строительства линий и развития таким образом основной электрической сети.

3. Многие авторы отмечают, что рыночные цены на электроэнергию, основанные на текущих ценах генерирующих и сетевой компаний, не дают приемлемых ценовых сигналов для обоснования развития основной электрической сети и существует проблема "перевода" этих краткосрочных сигналов в долгосрочные [85]; одним из подходов является определение маржинальных узловых или зональных цен на основе не только текущих цен, но также и инвестиционной составляющей в развитие электрической сети; другой подход связан с долгосрочным прогнозированием маржинальных цен оптового рынка [83]. Альтернативное решение дает стратифицированная структура электроэнергетического рынка [77], формирующая на многолетнем уровне рынок инвестиций в основную электрическую сеть.

4. При использовании критерия социального благополучия, отмеченного выше, в большинстве работ целевым решением по развитию основной электрической сети, к которому должны приближаться решения, оцениваемые по критерию социального благополучия, является решение, оцениваемое чисто рыночными факторами (например, максимумом прибыли конкурирующих генерирующих и сбытовых компаний).

5. Использование наряду с критерием социального благополучия других критериев определяется несовершенством реальных электроэнергетических рынков, в первую очередь наличием на рынке монополизма в той или иной степени (рыночной власти – market power).

6. Состав субъектов отношений, заинтересованных в развитии основной электрической сети, и особенно критериев, выражающих их интересы, существенно зависит от конкретных условий – организационной структуры электроэнергетики, правил организации и функционирования электроэнергетических рынков и пр. Поэтому соответствующие предложения должны быть адаптированы к конкретным условиям.

В общем плане рекомендуется координация развития генерации, электрической сети и потребителей путем решения соответствующей системной задачи [54, 67, 88 и др.].

1.1.5. Холистическое планирование

Интегрированное планирование ресурсов (подход, описанный в п.1.1.3) активно использовалось и продолжает применяться для вертикально интегрированных ЭЭС при централизованном планировании их развития. В условиях реструктуризации и либерализации ЭЭС, разделения электроэнергетики по видам бизнеса на монопольную и конкурентную части, появления многих субъектов отношений с несовпадающими интересами оказалось весьма затруднительным использовать достоинства интегрированного планирования ресурсов. Поэтому со временем этот подход начал трансформироваться в новый, названный холистическим планированием развития ЭЭС [89], или, в частном случае, электрической сети [90].

Понятие "холистический" означает "цельный", рассматривающий объект как единое целое, а не по частям, с комплексных позиций. В [89] такое комплексное рассмотрение объекта (ЭЭС) имеется в виду с позиций экономической эффективности, необходимой надежности и приемлемого влияния на окружающую среду. В [90] учитывается также "социальная выгода" (social welfare).

Рассматриваются следующие принципы холистического планирования развития ЭЭС:

- сравнение альтернативных планов (стратегий развития) с использованием комплексных количественных оценок и максимизацией общественных выгод (преимуществ) развития системы в целом;
- использование вероятностных критериев надежности в противовес часто применяемым детерминистическим критериям, таким как правило надежности "n-1";
- рассмотрение всей развивающейся системы с учетом ее связей с окружением на локальном, региональном и глобальном уровнях, как с другими окружающими ЭЭС, так и со смежными системами другой природы;
- оценка затрат и выгод с позиций всех участвующих субъектов отношений с учетом их доли в используемых активах и справедливого распределения затрат и выгод между сторонами;
- непротиворечие поведения отдельных субъектов глобальной цели системы; иначе говоря, каждый субъект должен вносить вклад в повышение эффективности системы в целом или, другими словами, при наличии собственных целей у субъектов отношений их вклад в глобальную цель должен иметь место.

Холистическое планирование является новой концепцией с попыткой учесть реалии нынешней разделенной организационной структуры электроэнергетики, методологией получения общей выгоды от оптимального размещения ресурсов без возврата к полностью интегрированной и жестко регулируемой структуре.

В [89] рассматриваются два аспекта холистического планирования развития: планирование электрической сети и планирование ресурсов. Планирование развития электрической сети сталкивается в сегодняшних условиях с большими трудностями. С учетом наличия существенных неопределенностей (в прогнозе нагрузки, размещении генерации, регулирующих решениях, строительных возможностях и др.) и многих субъектов отношений, вовлекаемых в процессе планирования, требуется разработка новых подходов и методов создания гибких будущих ЭЭС, развивающихся в целесообразном направлении. Планирование развития электрической сети не может быть выполнено холистически без учета планирования ресурсов, решений по электропотреблению и экологических ограничений. Размещение новой генерации может существенно повлиять на формирование электрической сети. Общественная выгода предполагает рыночно оптимальные решения при различных альтернативах в соответствии с концепцией "единство в разделенности" (Unity in Diversity) как направления согласования индивидуальных решений с выгодой для общества в целом.

Новый подход как бы отделяет проблему планирования развития электрической сети от проблемы развития генерации. Однако при этом принятие решений по инвестированию развития электрической сети должно быть максимально согласовано с развитием рынков генерации и потребления.

Что касается холистического планирования ресурсов, то в условиях, когда централизованное планирование не действует, а механизмы свободного рынка оказываются недостаточно эффективными, холистическое планирование ресурсов целесообразно строить на упомянутой концепции "единство в разделенности", когда индивидуальные решения субъектов отношений должны согласовываться с общественным благополучием, социальными целями. Механизмы реализации такой концепции должно обеспечивать государство или сообщество потребителей. Один из принципов может быть построен на включении в экономические и финансовые критерии затрат на сохранение окружающей среды, социальные потребности и другие общественные нужды.

В [89] особенности холистического планирования ресурсов рассматриваются на примере оценки затрат на сокращение выбросов CO₂.

В целом рассмотренный в [89, 90] новый подход, названный холистическим планированием развития ЭЭС, дает пока лишь основные идеи новой концепции планирования в условиях реструктуризации и либерализации электроэнергетики, направленные на согласование индивидуальных целей субъектов отношений, вовлекаемых в процесс планирования развития ЭЭС, и целей и выгод общества в целом. Это перспективное направление требует еще серьезной глубокой проработки.

Идеи холистического планирования использованы также в [91].

1.1.6. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы

Последнее десятилетие за рубежом активно обсуждается и развивается концепция Smart Grid (альтернативные термины Intelli-Grid, Future Grid и др.),

что означает "умная" или "интеллектуальная энергосистема". В США, Европейском Союзе, ряде других стран концепция Smart Grid рассматривается как технологическая платформа электроэнергетики будущего [92–95 и др.]. В России обсуждение проблемы активизировалось несколько позже [96, 97 и др.], предлагается конкретизация этого понятия к российским условиям как "интеллектуальная энергосистема с активно-адаптивной сетью" [98].

Существует пока различное понимание смысла концепции Smart Grid. Часто это понятие связывают с интеграцией в ЭЭС возобновляемых источников энергии на основе современных информационных, телекоммуникационных и интернет-технологий [99 и др.]. Другие трактовки данного направления делают акцент на распределительных электрических сетях, включающих возобновляемые источники энергии, с формированием активных и адаптивных свойств распределительных сетей за счет развития распределенной системы адаптивной автоматики, широкого использования компьютерных технологий и современных систем управления [100–102 и др.]. Концепция Smart Grid рассматривается также применительно к основной (передающей) электрической сети с использованием систем широкомасштабного мониторинга режимов (Wide Area Monitoring System – WAMS) и управления ими (Wide Area Control System – WACS) на основе принципов адаптивного управления, устройств измерения комплексных величин PMU (Phasor Measurement Unit), FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System), интеллектуальных компьютерных методов [95, 103, 104 и др.]. Многие авторы придают большое значение обеспечению активного участия потребителей в управлении собственным электропотреблением путем применения "умных" счетчиков электроэнергии и регистраторов нагрузки, использования современных интеллектуальных средств обработки и визуализации информации для потребителя, формирования цены на электроэнергию в реальном времени и т.п. [95, 100, 102 и др.].

В США, Канаде, Европейском Союзе, Китае и ряде других стран концепция Smart Grid является, по сути, государственной политикой технологического развития электроэнергетики будущего. С учетом формирования технологической платформы "Интеллектуальная энергосистема России" это направление и в России приобретает статус патронируемого государством инновационного направления развития электроэнергетики страны [105].

С учетом имеющихся представлений можно сформулировать следующее интегральное понимание сути интеллектуальной ЭЭС [106]:

– в части генерации – использование перспективных технологий производства электроэнергии, современных высокоинтеллектуальных средств диагностики состояния оборудования с предупреждением его отказов, контроля и управления, интеграции в ЭЭС источников возобновляемой энергии, распределенной генерации и накопителей электрической энергии с помощью, в том числе, интернет-технологий с целью повышения надежности и экономичности производства электроэнергии и ее качества;

– в части передающей электрической сети – использование передовых технологий транспорта электроэнергии, диагностика состояния оборудования,

широкомасштабный мониторинг режимов и управление ими с использованием новых средств и технологий (FACTS, PMU, искусственный интеллект и др.) с целью обеспечения надежности передачи электроэнергии и управляемости электрической сети;

– в части подстанций – автоматизация подстанций, построенных с использованием современного электротехнического оборудования и оснащенных современными средствами и системами диагностики, мониторинга и управления на основе информационных и компьютерных технологий для обеспечения надежности и управляемости подстанций;

– в части распределительной электрической сети – радикальное повышение ее управляемости и надежности внедрением современного силового оборудования, распределенных систем защиты и автоматики на передовой микропроцессорной основе с использованием новых информационных, компьютерных и интернет-технологий;

– в части потребителей – оснащение их высокоинтеллектуальными системами контроля и учета электроэнергии, регулирования электропотребления и управления нагрузкой, в том числе, в аварийных ситуациях при существенном повышении активности потребителей в управлении собственным электропотреблением.

По сути, электроэнергетика будущего становится инфраструктурной клиентоориентированной областью деятельности, которая не только предоставляет потребителю электроэнергию в требуемом месте, необходимого качества и с требуемой надежностью по приемлемой цене, но и фактически принципиально меняет парадигму функционирования и развития ЭЭС в сторону приоритета требований потребителя.

Подобное радикальное изменение философии построения и функционирования будущих интеллектуальных ЭЭС требует коренного пересмотра и развития принципов, моделей и методов обоснования развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний. Перечислим основные факторы, стимулирующие модернизацию таких принципов, моделей и методов:

- новые силовые элементы в ЭЭС (распределенная генерация, накопители энергии, новые технологии производства и передачи электроэнергии и др.), новые средства управления (FACTS, микропроцессорные устройства защиты и управления и т.п.), новые методы и технологии управления режимами ЭЭС (искусственный интеллект, теория управления и др.) принципиальным образом изменяют свойства ЭЭС, что безусловно необходимо учитывать в процедурах, моделях и методах обоснования развития этих систем;

- возможности гибкой адаптации топологии и параметров интеллектуальной ЭЭС к текущим условиям путем использования эффективных методов и средств управления, а также непредсказуемость режимов и поведения ЭЭС вследствие действия рыночных факторов и активности потребителей требуют корректировки традиционных и формулировки новых задач обоснования развития ЭЭС.

Далее в гл. 4 приведены некоторые подходы и результаты по решению отдельных задач обоснования развития интеллектуальных ЭЭС и сформулированы основные направления дальнейших исследований.

1.1.7. Некоторые обобщения

Рассмотренные в данной главе подходы к планированию развития ЭЭС – системный подход, интегрированное планирование ресурсов, холистическое планирование, концепция интеллектуальной ЭЭС – очевидно, в большей или меньшей мере различаются. Эти различия обусловлены историческими причинами возникновения и развития соответствующих концепций, прямо повлиявшими на существо заложенных в них идей. Системный подход к обоснованию развития ЭЭС возник применительно к централизованно директивно управляемой электроэнергетике и особенности такого жесткого управления наложили отпечаток на идеологию системного подхода, хотя и она в последнее время трансформируется под влиянием новых условий. Интегрированное планирование ресурсов развивалось для вертикально интегрированных ЭЭС, функционирующих и развивающихся в рыночной среде. Идеи холистического планирования развития ЭЭС как альтернативы интегрированному планированию ресурсов зародились по отношению к новой, расчлененной структуре электроэнергетики и конкурентным рыночным взаимоотношениям субъектов отношений, имеющих несовпадающие интересы в процессе развития ЭЭС. Концепция интеллектуальной ЭЭС является новой парадигмой построения и функционирования систем в сторону приоритета требований потребителей.

В то же время необходимо выделить ряд принципиально важных моментов, которые в существенной мере объединяют рассмотренные подходы. Эти моменты также находят явное или неявное отражение во многих работах, решающих вполне определенные конкретные проблемы обоснования развития ЭЭС.

Первый момент связан с системностью объекта исследования, обоснованием развития которого мы занимаемся. Электроэнергетические системы объективно рассматриваются как сложные целостные объекты, имеющие сложную, часто иерархическую структуру и достаточно сильные связи с другими системами экономики, общества и окружающей среды. Такое понимание системности объекта рассмотрения было во многом логичным в прошлом, когда организационная структура ЭЭС практически совпадала с их физической, технологической структурой. Хотя нельзя не отметить, что такое понимание системности, а значит и структурной сложности ЭЭС, и, следовательно, сложности (системности) проблем функционирования и развития этих систем осознавалось не всеми специалистами. Но и в холистическом подходе к планированию развития, казалось бы, разделенной ЭЭС системность объекта рассмотрения и исследуемых задач его развития прослеживается достаточно отчетливо.

Другая сторона данной проблемы выражается в тезисе о том, что помимо индивидуальных интересов субъектов отношений в процессе обоснования развития ЭЭС существуют еще и некоторые общественные интересы, обществен-

ная выгода. Конечно, в условиях директивно управляемой централизованной электроэнергетики индивидуальные, локальные интересы практически были минимальными, хотя, как отмечается в [29], они были ненулевыми. В большей мере индивидуальные интересы, например, частных энергетических компаний проявлялись в вертикально интегрированных ЭЭС, работающих на рыночных принципах. Наиболее сильно индивидуальные интересы субъектов отношений в процессе развития ЭЭС проявляются в реструктурированной и либерализованной электроэнергетике, причем интересы отдельных субъектов противоречивы друг другу.

В централизованно директивно управляемой электроэнергетике общественные цели, общественное благо подразумевались само собой преобладающими, механизмы реализации этих общественных целей были очевидными. Для вертикально интегрированных электроэнергетических компаний, функционирующих и развивающихся на рыночных принципах, реализация общественных целей осуществляется соответствующими законодательными и институциональными механизмами. Характерно, что и в условиях действия конкурентных рыночных механизмов и реструктурированных ЭЭС, в частности в холистическом подходе, подразумеваются некие институты, которые отслеживали бы выполнение общественных целей развития и функционирования ЭЭС. В качестве таких институтов называют либо напрямую государство, либо независимые, часто с государственной собственностью, структуры (сообщества потребителей, системный оператор и др.).

Наконец, концепция интеллектуальной ЭЭС как бы завершает трансформацию представлений общества о роли электроэнергетики – от определенного "диктата" отрасли по отношению к потребителю через понимание чрезвычайной важности инфраструктурной роли электроэнергетики в развитии и функционировании экономики и жизни людей до осознания необходимости клиентоориентированного подхода в развитии и функционировании ЭЭС с обеспечением активности потребителя в управлении собственным электропотреблением и учета его требований в этой сфере.

Сказанное со всей определенностью приводит к целесообразности совместного использования при обосновании развития ЭЭС рационального сочетания рыночных механизмов и государственного регулирования (в большой мере "мягкого").

С учетом изложенного далее в п. 1.2 рассматриваются основные положения методического подхода к обоснованию развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний в условиях неопределенности, многокритериальности и несовпадающих интересов субъектов отношений.

1.2. Задачи обоснования развития электроэнергетики

1.2.1. Организационная структура электроэнергетики и субъекты отношений при ее развитии, их критерии

Возможны различные варианты организации электроэнергетики, определяющие различия в структуре и характере задач ее развития [24]. Такими вариантами являются:

- регулируемая монополия;
- взаимодействие вертикально интегрированных ЭЭС при свободном доступе к основной электрической сети;
- единый покупатель-продавец электроэнергии (электросетевая компания) при конкуренции генерирующих компаний;
- конкуренция генерирующих компаний и свободный выбор сбытовыми компаниями или (и) потребителями поставщика электроэнергии при выполнении основной электрической сетью лишь транспортных услуг;
- дополнительно к условиям предыдущих двух случаев конкуренция сбытовых компаний за электроснабжение конкретных потребителей;
- промежуточные и смешанные варианты на базе рассмотренных.

Реализованная в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике" [107] целевая модель организации электроэнергетики России основана на выделении в конкурентные секторы генерирующих и сбытовых компаний.

С учетом либерализации отношений формируется множество субъектов отношений в процессе функционирования и развития ЭЭС. Различные группы субъектов отношений в процессе обоснования решений по развитию электроэнергетики имеют свои, во многом несовпадающие интересы, которые выражаются соответствующими критериями. В частности:

1) производители или (и) продавцы электроэнергии (вертикально интегрированные, электрогенерирующие или сбытовые компании, сетевая компания как единый покупатель-продавец электроэнергии), а также субъекты электроэнергетики, оказывающие электроэнергетические услуги на оптовом рынке электроэнергии (содержание резервов активной и реактивной мощности, обеспечение системной надежности и др.), заинтересованы в максимизации прибыли в результате своей деятельности;

2) потребители электроэнергии (электросбытовые компании, конкретные потребители) заинтересованы в минимизации цен (тарифов) на покупаемую электроэнергию (на оптовом или (и) розничном рынках), обеспечении ее качества и надежности электроснабжения;

3) интересы органов власти (федеральных и региональных) связаны с максимизацией поступлений в бюджеты соответствующих уровней, минимизацией экологического влияния объектов электроэнергетики, обеспечением энергетической безопасности страны и регионов и др.;

4) внешние инвесторы (банки, юридические и физические лица) заинтересованы в минимизации сроков возврата вложенного в электроэнергетические объекты капитала, максимизации дивидендов и т.п.

1.2.2. Структуризация задач развития электроэнергетики

С учетом организационных структур электроэнергетики и интересов субъектов отношений в процессе ее развития можно выделить следующие группы задач обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний [1, 108]:

- государственные стратегии, схемы и программы развития электроэнергетики и ЭЭС (федеральный, межрегиональный и региональный уровни, в том числе, в составе Энергетической стратегии России, программ энергоснабжения регионов и др.);
- стратегические планы развития электроэнергетических компаний (вертикально интегрированных, электрогенерирующих, сетевых);
- инвестиционные программы комплексов электроэнергетических объектов (электростанций, подстанций, ЛЭП), инвестиционные проекты конкретных объектов.

Перечисленные группы задач должны решаться при рациональном сочетании рыночных механизмов и государственного регулирования развития электроэнергетики. Соотношение влияния рыночных механизмов и государственного регулирования различно для разных групп задач: при разработке государственных стратегий и программ государственное регулирование играет важную роль, в результате закладываются экономические и правовые механизмы государственной политики в развитии электроэнергетики; при разработке стратегических планов развития компаний, инвестиционных программ и проектов более важная роль должна отводиться рыночным механизмам развития.

Структура взаимодействия перечисленных групп задач и механизмов их реализации показана на рис. 1.3 [1]. Укрупненная функционально-временная диаграмма задач представлена на рис. 1.4.

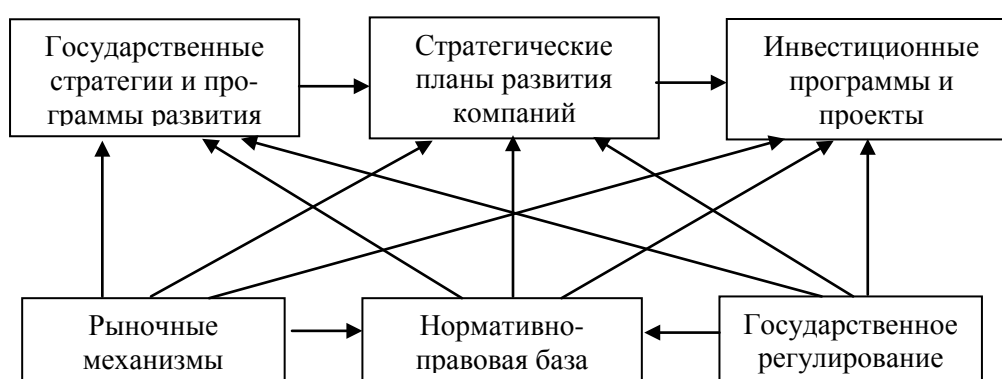


Рис. 1.3. Взаимодействие задач и механизмов их реализации

1.2.3. Характер задач развития электроэнергетики

В задачах обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний электроэнергетику приходится рассматривать с двух позиций: технологической и организационной.

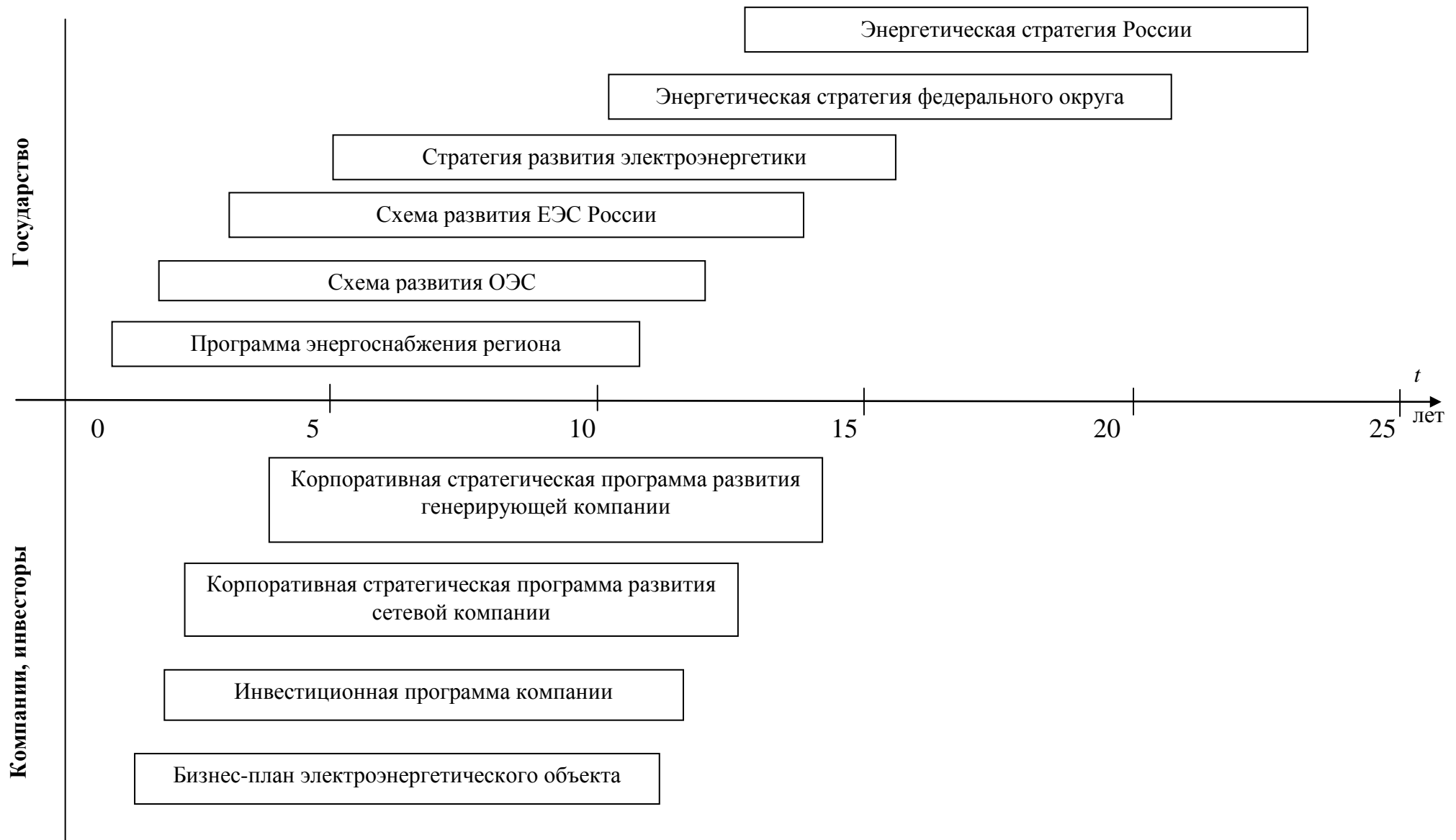


Рис. 1.4. Функционально-временная диаграмма задач развития электроэнергетики

В технологическом плане электроэнергетика рассматривается как технически единая система, представляющая параллельно работающие электростанции, связанные между собой и с потребителями электрической сетью. Моделирование ЭЭС может быть различным в зависимости от характера задачи и уровня рассмотрения. Например, выбор структуры и размещения генерирующих мощностей ЭЭС России при разработке стратегии развития электроэнергетики, как правило, производится при агрегированном представлении крупных подсистем, например, операционных зон диспетчерского управления (ОЗДУ) либо зон свободного перетока (ЗСП), внутри которых электрическая сеть не ограничивает обмена мощности, и пропускных способностей связей между ними. При решении аналогичной задачи на уровне ОЗДУ структура последней детализируется в рамках того же типа описания в виде агрегированных подсистем и пропускных способностей связей между ними. Обоснование развития электрической сети (например, при разработке стратегии развития электроэнергетики или стратегического плана развития Федеральной сетевой компании) требует детального ее представления при найденных на предыдущих этапах генерирующих мощностях и их размещении. При этом на уровне ЭЭС России рассматривается системообразующая сеть высших напряжений, на уровне ОЗДУ электрическая сеть детализируется путем дополнительного учета элементов (ЛЭП, подстанций) более низких классов напряжений. Вся эта совокупность задач обоснования решений по развитию электроэнергетики и ЭЭС представляет собой иерархическую последовательность задач, от стадии к стадии которой уточняются (а также обосновываются новые) решения по развитию системы за счет более детального ее рассмотрения в технологическом и территориальном аспектах.

В организационном плане технологически единая ЭЭС при обосновании ее развития представляет собой совокупность организационных единиц – компаний, взаимодействующих друг с другом. В зависимости от организационной структуры ЭЭС должна быть представлена вертикально интегрированным либо генерирующими и электросетевыми компаниями, развитие которых происходит с учетом их технологического взаимодействия в составе ЭЭС. Например, вертикально интегрированная компания при выборе решений по развитию своих генерирующих мощностей и электрической сети вынуждена учитывать возможные решения соседних компаний в части их развития. Электрогенерирующая компания должна учитывать возможные перспективы развития конкурирующих с ней аналогичных компаний, а также электросетевой компании. Последняя при рассмотрении направлений своего развития должна иметь представление о развитии электрогенерирующих компаний.

Каждая из электрогенерирующих компаний, наряду с учетом перспектив развития других компаний, должна принимать во внимание энергетическую политику государства (на федеральном, межрегиональном и региональном уровнях) и механизмы ее реализации через налоги, кредиты, тарифы и др., а также создание правовой базы и институциональной среды. Государство, разрабатывая стратегии и программы развития электроэнергетики с целью реализации своей энергетической политики, вынуждено учитывать мотивацию, воз-

можное поведение и взаимодействие электроэнергетических компаний в процессе их развития.

Учитывая описанную сложную структуру взаимоотношений различных субъектов, рассмотрим группы задач развития электроэнергетики при разных принципах их организации и возможные методы их решения (см. табл. 1.1) [72, 109].

В общем случае с учетом наличия многих субъектов отношений, руководствующихся многими несовпадающими интересами, задачи обоснования развития ЭЭС имеют многокритериальный игровой характер.

Таблица 1.1. Группы проблем и методы решения задач

Группы проблем	Методы решения
Государственные стратегии и программы развития электроэнергетики	<p>Двухэтапная многокритериальная задача математического программирования</p> <p>Иерархическая многокритериальная игровая задача</p> <ul style="list-style-type: none"> - государство – компании - государство – регионы - государство – регионы – компании
Стратегическая программа развития регулируемой вертикально интегрированной монополии	<p>Многокритериальная задача математического программирования с учетом неопределенности (сценариями) и различных предпочтений (вероятность или риск)</p> <p>Многокритериальная игровая задача «против природы» с учетом неопределенности</p>
Стратегическая программа развития электросетевой компании	<p>Задача стохастического математического программирования с учетом неопределенности стратегий производителей и потребителей электроэнергии (методом Монте-Карло)</p> <p>Многокритериальная игровая задача «против природы» с учетом неопределенности стратегий производителей и потребителей электроэнергии (сценариями)</p> <p>Многокритериальная некооперативная игровая задача в случае отсутствия регулирования</p> <p>Многокритериальная кооперативная игровая задача в случае координации генерирующих компаний</p>
Стратегические программы развития конкурирующих вертикально интегрированных или генерирующих компаний	<p>Многокритериальная некооперативная игровая задача в случае отсутствия регулирования</p> <p>Многокритериальная кооперативная игровая задача, включая кооперативные позиционные игры в случае наличия регулирования</p> <p>Многокритериальная игровая задача "против природы" с учетом неопределенности стратегий конкурирующих компаний и потребителей электроэнергии (сценариями)</p> <p>Задача стохастического математического программирования с учетом неопределенности стратегий конкурирующих компаний и потребителей электроэнергии (методом Монте-Карло)</p>
Инвестиционная программа компании или инвестиционный проект электроэнергетического объекта	<p>Многокритериальная оценка в случае самоинвестирования</p> <p>Многокритериальная некооперативная игровая задача в случае независимых инвесторов</p>

При разработке государственных стратегий и программ развития электроэнергетики наиболее общими являются иерархические игровые многокритериальные постановки задач.

Такого рода задачи возникают, когда на верхнем уровне рассматривается государство, а на нижнем – электроэнергетические компании. Для этих задач разработаны формальные методы формирования мотивации поведения субъектов нижнего уровня посредством соответствующих механизмов, закладываемых на верхнем уровне и заключающихся в реализации принципов побуждения, убеждения или принуждения [110]. Эти принципы формализуются как принципы оптимальности решения игры. При «принуждении» ведущий заставляет ведомого выполнять его требования, не оставляя ему других возможностей; при «побуждении» ведущий делает соблюдение его требований выгодным для ведомого, а нарушение – невыгодным; при «убеждении» ведущий создает условия, при которых ведомый сам добровольно и заинтересованно обеспечивает выполнение требований. В зависимости от условий задачи могут иметь кооперативный или некооперативный характер. Для рыночных условий вряд ли подходит принцип «принуждения».

Пример постановки иерархической задачи развития генерирующих мощностей электрогенерирующих компаний в условиях координации со стороны государства дан в [111]. Главной целью регулирующего центра является минимизация его регулирующих воздействий. Компании стремятся увеличить свою прибыль. Игровые многокритериальные задачи могут возникать также в случае взаимодействия федерального и регионального уровней при разработке государственных стратегий и программ развития электроэнергетики. Содержательный смысл подобных задач заключается в согласовании интересов федерального уровня страны и ее регионов. При этом на федеральном уровне формируются общегосударственные приоритеты в развитии электроэнергетики, на региональном – они трансформируются в конкретные направления развития генерирующих мощностей и электрических сетей в регионе. В общем случае при отлаженных и непротиворечивых принципах разделения полномочий речь может идти об иерархических многокритериальных игровых задачах кооперативного характера при использовании механизмов побуждения или убеждения, имеющих здесь несколько иную содержательную трактовку по сравнению с предыдущим случаем.

Возможно совместное рассмотрение этих двух задач в рамках одной задачи «федерация – компании – регионы». Она также сводится к иерархическим игровым моделям.

В отдельных случаях возможно использование более простых постановок иерархической двухуровневой задачи в виде двухэтапной последовательности многокритериальных задач, когда на первом этапе рассматривается стратегия развития электроэнергетики страны, а на втором – соответствующие рекомендации на уровне стратегий развития электроэнергетики регионов. Если задача сводится к однокритериальной постановке, тогда пригодны традиционные модели оптимизации развития электроэнергетики и ЭЭС, например, СОЮЗ [31, 33, 112].

Для задач, связанных с разработкой стратегических планов развития электроэнергетических компаний, можно говорить о трех классах постановок таких задач.

В случае регулируемой монополии речь может идти о решении многокритериальных задач математического программирования с учетом неопределенности и различных предпочтений. Простейший способ учета неопределенных факторов – сценарное представление сочетаний их значений. В других случаях могут рассматриваться игровые задачи в классе «игр с природой» на основе обычных или нечетких платежных матриц.

Другой класс задач – разработка стратегического плана развития электросетевой компании. Подчиненная роль такой компании, которая сводится к обеспечению в наиболее общем случае конкуренции для производителей и свободы выбора для потребителей, дает возможность рассмотреть эту задачу в терминах «игры с природой», когда неопределенность поведения производителей и потребителей электроэнергии учитывается соответствующей платежной матрицей. Могут быть использованы и другие постановки (см. табл. 1.1).

Наконец, третий класс задач связан с разработкой стратегических планов развития конкурирующих генерирующих компаний. При отсутствии государственного регулирования задача сводится к многокритериальной некооперативной игре. В условиях регулирования задача приобретает вид многокритериальной кооперативной игры. Возможно также рассмотрение задачи как "игры с природой" либо на основе стохастического математического программирования (табл. 1.1)

Задачи последней группы имеют характер формирования бизнес-программы строительства группы объектов либо бизнес-плана сооружения соответствующего объекта. Математический смысл задачи зависит от положения инвестора. Если объект инвестирует сама компания, то задача может быть связана с многокритериальной оценкой инвестиционного проекта. В случае независимого инвестора необходимо учитывать мотивацию поведения других заинтересованных сторон, и может потребоваться игровая кооперативная или некооперативная постановка задачи.

Из изложенного видно, что многие из перечисленных задач имеют игровой характер. В связи с этим целесообразно отметить следующее:

а) самостоятельной проблемой являются методы решения игровых задач, которые пока проработаны недостаточно, в связи с чем решение игровых задач достаточно большой размерности встречает существенные затруднения. Поэтому необходимо идти на трансформацию игровых задач к тем или иным образом организованной последовательности задач математического программирования, методы решения которых, проработаны достаточно детально;

б) по сути дела, в игровых постановках задач наиболее важнее процесс достижения компромиссного решения, в котором в большинстве случаев целесообразно участие лиц, принимающих решения, на промежуточных этапах. Иначе говоря, речь не идет о полной автоматизации этого процесса от запуска задачи на компьютере до получения окончательного решения, фактически игровая постановка задачи должна давать направление движения к решению. В этом

плане трансформация игровой задачи к последовательности задач математического программирования тем более оправданна.

В заключение данного раздела необходимо отметить работу [113], в которой на основе обобщения отечественного и зарубежного опыта прогнозирования и проектирования развития ЭЭС определены приоритеты и состав задач стратегического управления развитием электроэнергетики на разных временных этапах и даны методические рекомендации по разработке долгосрочного прогноза на 25–30 лет, генеральной схемы на 10–15 лет и плана-прогноза развития электроэнергетики на 5–7 лет. Фактически исследование [113] отражает методический подход к решению задач, связанных с государственными стратегиями и программами развития электроэнергетики и ЭЭС.

1.3. Иерархическое моделирование при обосновании развития электроэнергетики

1.3.1. Иерархическая технология

Современные электроэнергетические системы являются сложно-замкнутыми территориально протяженными системами, имеющими неоднородную сетевую структуру. Неоднородность структуры – фундаментальное свойство сложных ЭЭС [114–116]. В существенной мере она определяет характер поведения системы и требования к ее развитию. Необходимо выявлять структурную неоднородность сложных ЭЭС, количественно оценивать ее характеристики, учитывать эти характеристики при моделировании, анализе и планировании развития таких систем.

При этом неопределенность будущих условий развития ЭЭС определяет многовариантность возможных решений, требующих обоснования и сопоставления [114]. Ввиду сложности и многомерности современных ЭЭС, многовариантности и многокритериальности, наличия различных предпочтений при выборе решений проблема обоснования развития ЭЭС в виде общей задачи исследования операций оказывается непреодолимой.

В данном разделе рассматриваются иерархическая технология решения проблемы обоснования развития сложных ЭЭС, а также базовая ее составляющая – техника построения иерархии взаимосвязанных математических моделей системы. Предлагаемый подход иллюстрируется на примере задач обоснования развития ЭЭС России при формировании стратегий развития электроэнергетики страны.

Задача планирования развития ЭЭС заключается, во-первых, в выборе наиболее предпочтительного по совокупности критериев ее варианта из множества альтернатив и, во-вторых, в определении наиболее предпочтительных значений параметров системы для выбранного варианта.

Пусть $X = \{X_1, X_2, \dots\}$ – множество альтернатив выбора (вариантов системы); $x = \{x_1, x_2, \dots\}$ – множество параметров; $\Phi = \{\Phi_1, \Phi_2, \dots\}$ – множество

отношений предпочтения при выборе. Тогда задача выбора в достаточно общем виде может быть сформулирована как

$$X_0 = opt(X, \Phi); x_0 = opt(x, X_0, \Phi), \quad (1.1)$$

где opt означает отмеченную предпочтительность, рациональность или, в более узком смысле – оптимальность выбора.

Введем $m+1$ уровней описания задачи [114] и определим множества отношений предпочтения на каждом уровне как

$$\Phi^m \rightarrow \Phi^{m-1} = V_{m-1}(\Phi^m) \rightarrow \dots \rightarrow \Phi^0 = V_0(\Phi^1). \quad (1.2)$$

Стрелки в (1.2) указывают на изменение отношений предпочтения от верхнего уровня описания к нижнему, их видоизменение и возможную детализацию в смысле состава и содержания подзадач, критериев, ключевых (оптимизируемых) параметров и т.д.

Введем связанную совокупность описаний структуры и состояний системы (ее параметров), иначе говоря – совокупность моделей системы:

$$x^0 \rightarrow x^1 = opt f_1(x^0, \Phi^1) \rightarrow \dots \rightarrow x^m = opt f_m(x^{m-1}, \Phi^m). \quad (1.3)$$

Движение по стрелке в (1.3) означает последовательное шаг за шагом агрегирование описания (модели) системы, которое в общем случае может выполняться некоторым наиболее рациональным образом.

Наряду с (1.3) и на его основании введем также последовательное дезагрегирование модели системы:

$$x^m \rightarrow x^{m-1} = opt f_{m-1}^{-1}(x^m, \Phi^{m-1}) \rightarrow \dots \rightarrow x^0 = opt f_0^{-1}(x^1, \Phi^0). \quad (1.4)$$

Агрегирование и дезагрегирование модели выполняются с учетом структурной неоднородности ЭЭС.

Теперь решим последовательность подзадач выбора

$$\begin{aligned} x_o^m &= opt(x^m, \Phi^m; X^m = X), \\ &\downarrow \\ x_o^{m-1} &= opt(f_{m-1}^{-1}(x_o^m), \Phi^{m-1}; F_{m-1}(X^m), \Phi^{m-1}), \\ &\downarrow \\ &\vdots \\ &\downarrow \\ x_o^0 &= opt(f_0^{-1}(x_o^1), \Phi^0; F_0(X^1), \Phi^0). \end{aligned} \quad (1.5)$$

Здесь F означает трансформацию множества альтернатив, которую можно записать в виде:

$$X^m = X \rightarrow X^{m-1} = F_{m-1}(X^m) \rightarrow \dots \rightarrow X^0 = F_0(X^1). \quad (1.6)$$

Решением исходной задачи (1.1) в рассматриваемой иерархической постановке будут X_o^0 и x_o^0 , которые в общем случае отличаются от X_0 и x_0 . Однако X_o^0 и x_o^0 более обоснованны, поскольку в целом интегральное иерархическое

описание (модель) системы и иерархия отношений предпочтения при выборе оказываются богаче, чем при прямом решении задачи в виде (1.1).

Компактное представление приведенной иерархической технологии дано на рис. 1.5. Здесь в столбце ① показаны номера уровней иерархической модели ЭЭС, столбец ② соответствует иерархии отношений предпочтения, столбцы ③ и ④ представляют операции агрегирования (снизу вверх) и дезагрегирования (сверху вниз) моделей, столбец ⑤ отображает трансформацию взаимосвязанных задач оптимизации выбора, столбец ⑥ – трансформацию вариантов выбора (альтернатив).



Рис. 1.5. Иерархическое представление проблемы обоснования развития ЭЭС

1.3.2. Выявление структурной неоднородности электроэнергетических систем

Неоднородность структуры системы определяется различной силой связей между элементами, в результате чего ее структура представляет собой совокупность подсистем с сильными связями внутри них и слабыми связями между подсистемами.

Пусть имеется квадратная матрица показателей $[w_{ij}]$; $i, j = \overline{1, n}$, где n – количество элементов (генераторов, узлов и др.) в системе. Показатели w_{ij} определяют количественно силу связей между элементами. В [115, 116] исследованы различные такие показатели и выявлены наиболее предпочтительные из них при решении тех или иных задач.

Кластеризация показателей w_{ij} позволяет сформировать структуру системы в виде сильно связанных подсистем со слабыми связями между ними. На

этой основе могут быть построены процедуры последовательного агрегирования модели системы в виде (1.3) на основе агрегированного представления сильно связанных подсистем. Деагрегирование в виде (1.4) – процедура, обратная агрегированию, и использует то же представление структурной неоднородности системы.

1.3.3. Агрегирование-деагрегирование моделей электроэнергетических систем

Рассматриваются два вида структурных моделей системы: на основе уравнений узловых напряжений электрической сети; на основе потоковой модели сети. Известен целый ряд методов преобразования таких моделей. Особенностью излагаемых здесь версий некоторых методов является реализация не только операции агрегирования, но и деагрегирования, что важно для иерархической технологии обоснования развития ЭЭС. Оригинальны также некоторые детали реализации этих методов.

1.3.3.1. Агрегирование-деагрегирование модели на основе уравнений узловых напряжений. Такое представление системы характерно для нижних уровней иерархии моделей.

а) *Исключение и восстановление узлов*

Пусть в исходной модели ЭЭС, представляемой системой уравнений узловых напряжений в матричной форме

$$\begin{aligned} \overset{\bullet}{Y}_{aa} \overset{\bullet}{U}_a + \overset{\bullet}{Y}_{ab} \overset{\bullet}{U}_b &= \overset{\bullet}{I}_a, \\ \overset{\bullet}{Y}_{ba} \overset{\bullet}{U}_a + \overset{\bullet}{Y}_{bb} \overset{\bullet}{U}_b &= \overset{\bullet}{I}_b, \end{aligned} \quad (1.7)$$

необходимо исключить группу узлов, помеченных индексом b . Точка над переменной здесь и далее означает комплексную величину. Выражая $\overset{\bullet}{U}_b$ из второго уравнения и подставляя его в первое, получим известные соотношения

$$\overset{\bullet}{Y}_e \overset{\bullet}{U}_a = \overset{\bullet}{I}_{ae}, \quad (1.8)$$

где

$$\overset{\bullet}{Y}_e = \overset{\bullet}{Y}_{aa} - \overset{\bullet}{Y}_{ab} \overset{\bullet}{Y}_{bb}^{-1} \overset{\bullet}{Y}_{ba}, \quad (1.9)$$

$$\overset{\bullet}{I}_{ae} = \overset{\bullet}{I}_a - \overset{\bullet}{Y}_{ab} \overset{\bullet}{Y}_{bb}^{-1} \overset{\bullet}{I}_b \quad (1.10)$$

Реализация (1.9), (1.10) обычно выполняется исключением по схеме Гаусса. Выражение (1.8) является агрегированной моделью по отношению к (1.7).

В (1.7) токи $\overset{\bullet}{I}_b$ содержат в общем случае генераторные $\overset{\bullet}{I}_{bg}$ и нагрузочные $\overset{\bullet}{I}_{bl}$ составляющие. После агрегирования их также целесообразно выделить. Это можно сделать с помощью двукратного применения (1.10), подставляя вместо $\overset{\bullet}{I}_b$ сначала $\overset{\bullet}{I}_{bg}$, а затем $\overset{\bullet}{I}_{bl}$ [115]. Тогда $\overset{\bullet}{I}_{ae}$ можно представить как

$$I_{ae} = I_{ag} + I_{al} + I_{bg}^* + I_{bl}^* = (I_{ag} + I_{bg}^*) + (I_{al} + I_{bl}^*), \quad (1.11)$$

где

$$I_b^* = I_{bg}^* + I_{bl}^* = -U_{ab} U_{bb}^{-1} I_b. \quad (1.12)$$

Деагрегирование заключается в применении обратного хода метода исключения. При этом напряжения исключенных узлов определяются как

$$U_b = Y_{bb}^{-1} (I_b - I_{ba} U_a). \quad (1.13)$$

б) Объединение узлов

Этот приближенный способ агрегирования узлов исходит из допущения, что если $y_{ij} \gg y_{ik}$, что означает сильную связь между узлами i и j и слабые связи этих узлов с остальными, то можно полагать $y_{ij} = \infty$ и объединить узлы i и j в один агрегированный. Формальная реализация алгоритма состоит в суммировании строк и столбцов матрицы Y , соответствующих узлам агрегируемой подсистемы, и усреднении напряжений U_i этих узлов для получения напряжения агрегированного узла.

Деагрегирование при этом также является приближенным и состоит в присвоении узлам исходной подсистемы значения напряжения агрегированного узла, представляющего эту подсистему.

В [117] представлен еще один метод из рассматриваемой группы – инверсия метода исключения узлов, известный как REI – метод П. Димо.

1.3.3.2. Агрегирование-деагрегирование потоковой модели. В задачах на верхнем уровне иерархии моделей обычно используется представление ЭЭС в виде потоковой модели на графе [118]. Это позволяет абстрагироваться от множественности возможных электрических режимов ЭЭС, получаемых на основе уравнений узловых напряжений (1.7), и рассматривать задачи обоснования развития ЭЭС, используя линейные модели системы вида

$$AZ = B, \quad (1.14)$$

$$Z \leq D, \quad (1.15)$$

где Z, D – векторы потоков и пропускных способностей ветвей; B – вектор потоков (истоков и стоков) вершин графа; A – матрица инциденций.

Как и в п. 1.3.3.1б, агрегирование вершин i и j графа допустимо, если $d_{ij} \gg d_{ik}$ и можно полагать $d_{ij} = \infty$, где $d_{ij}, d_{ik} \in D$. Операция агрегирования заключается в "склеивании" вершин i и j и образовании агрегированной вершины e , т.е. в суммировании соответствующих строк и столбцов в (1.14) и определении $b_e = b_i + b_j, d_{ek} = d_{ik} + d_{jk}, b_i, b_j \in B$.

Дезагрегирование означает разделение потока z_{ek} на исходные составляющие $z_{ik}, z_{jk} \in Z$, которое может быть сделано пропорционально пропускным способностям ветвей d_{ik} и d_{jk} .

1.3.3.3. Определение параметров потоковой модели. Задача состоит в определении составляющих вектора D . Необходимые оценки на основе модели, использующей уравнения узловых напряжений, дает формула [115]

$$d_{ij} = w_{ij} = E_i E_j y_{ij}; i, j = \overline{1, n}, \quad (1.16)$$

где E_i – э.д.с. генератора i ; y_{ij} – модуль проводимости y_{ij} ; n – число генераторов в системе.

Учитывая, что в потоковой модели верхнего уровня вершины обычно представляют соответствующие подсистемы модели нижнего уровня, пропускная способность связи между такими подсистемами I и J есть

$$w_{IJ} = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} w_{ij}. \quad (1.17)$$

1.3.4. Пример использования иерархической технологии

Рассматривается задача развития ЕЭС России на удаленную перспективу, состоящая в выборе структуры генерирующего оборудования из некоторого множества типов агрегатов, размещения вновь вводимых агрегатов и электростанций, структуры и параметров основной электрической сети с учетом требований надежности электроснабжения потребителей, допустимости нормальных, послеаварийных и ремонтных режимов ЕЭС, обеспечения устойчивости системы при возмущениях.

Пусть с учетом неопределенности внешних условий развития ЕЭС сформулированы два альтернативных варианта системы, т.е. $X = \{X_1, X_2\}$. Будем рассматривать два уровня описания задачи, причем на верхнем уровне будем решать подзадачу выбора структуры генерирующих мощностей и их размещения, а на нижнем – подзадачу выбора структуры и параметров основной электрической сети ЕЭС. С учетом этого на верхнем уровне в качестве критериев для формирования отношений предпочтения примем капитальные затраты во вновь вводимое генерирующее оборудование и объем выбросов в окружающую среду при работе этого оборудования в виде золы, окислов азота, серы и др. На нижнем уровне будем рассматривать в качестве критериев капитальные затраты во вновь вводимые ЛЭП, уровни надежности электроснабжения потребителей и устойчивости ЕЭС. Требования допустимости режимов зададим при формулировании описания (модели) ЕЭС на нижнем уровне.

Таким образом, имеем следующие множества отношений предпочтения на принятых двух уровнях описания задачи:

$$\Phi^1 = \{\Phi_{\text{кг}}^1, \Phi_{\text{э}}^1\}; \Phi^0 = \{\Phi_{\text{кс}}^0, \Phi_{\text{н}}^0, \Phi_{\text{у}}^0\}, \quad (1.18)$$

где индексами "кг" и "кс" обозначены капитальные затраты на генерацию и сеть; "э", "н", "у" – критерии экологического влияния, надежности и устойчивости. Взаимосвязь множеств критериев на рассматриваемых двух уровнях описания задачи осуществляется через капитальные затраты, поскольку $\Phi_k = \Phi_{кг} + \Phi_{кс}$ и обычно требуется найти минимум Φ_k , а соотношение между его составляющими может корректироваться при переходе от подзадачи верхнего уровня к совокупности подзадач нижнего уровня за счет уточнения требований к генерации с учетом ввода дополнительных ЛЭП, необходимости обеспечения надежности и устойчивости.

Модели ЕЭС на рассматриваемых двух уровнях описания задачи примем следующими. На нижнем уровне для оценки допустимости режимов и анализа устойчивости системы будем рассматривать детальное описание установившихся режимов и переходных процессов в ЕЭС в обычно принятом виде, т.е. с представлением реальных или агрегированных ЛЭП, трансформаторов, электростанций и узлов нагрузки с их параметрами, используемыми для такого описания на базе системы уравнений узловых напряжений. Для анализа надежности электроснабжения потребителей, а также для решения подзадачи верхнего уровня сформируем агрегированное описание ЕЭС в виде совокупности крупных узлов, представляющих ОЭС или другой состав подсистем, связи внутри которых не ограничивают обмены мощности и поэтому не учитываются, а агрегированные узлы (подсистемы) соединяются между собой некоторыми агрегированными связями с ограниченными пропускными способностями.

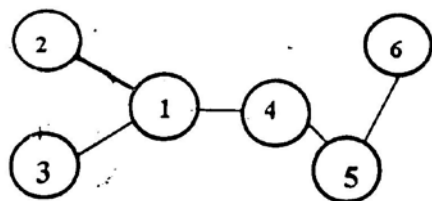
Условная иллюстрация описанного двухуровневого моделирования ЕЭС России представлена на рис. 1.6. Здесь традиционный уровень представления модели отражает "административный" принцип формирования агрегированных узлов (узлы соответствуют ОЭС), уточненный уровень учитывает наличие слабых связей внутри ОЭС.

Таким образом, на верхнем уровне используется агрегированная модель ЕЭС, а на нижнем – расширенная совокупность моделей, включающая ту же агрегированную модель и более детальные модели.

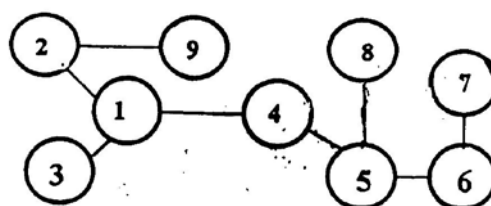
Далее нетрудно формально выписать последовательность подзадач вида (1.5) в соответствии с предлагаемой иерархической схемой выбора, однако содержательно состав этих подзадач с учетом приведенных пояснений достаточно понятен и мы не будем загромождать изложение дополнительными формальными выкладками.

В результате решения иерархической последовательности подзадач будет принят один из двух альтернативных вариантов ЕЭС и будут определены оптимальные в смысле принятых критериев параметры. Особенности многокритериального выбора оставим за пределами данного описания, возможные подходы будут подробно представлены ниже.

Уровень 1 Традиционный



Уточненный



Уровень 0

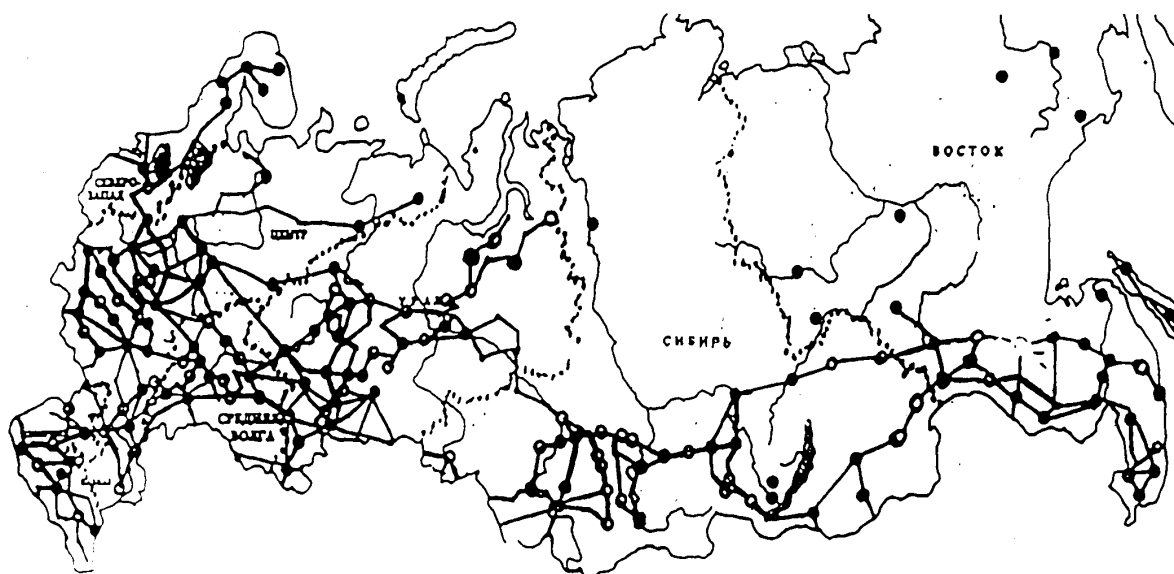


Рис. 1.6. Двухуровневое представление ЕЭС России

1.4. Учет многокритериальности и неопределенности при обосновании решений по развитию электроэнергетики

1.4.1. Традиционные и общие подходы

Как следует из существа задач обоснования развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний, эти задачи связаны с оптимизацией некоторой совокупности критериев, определяющих наиболее приемлемые направления развития. В качестве критериев обычно рассматриваются различные составляющие затрат на развитие ЭЭС (капитальные, эксплуатационные), чистый дисконтированный доход компании, надежность электроснабжения потребителей, качество электроэнергии, экологическое влияние электроэнергетических объектов и др. При этом задачи развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний на перспективу приходится рассматривать в условиях неопределенности уровней и режимов электропотребления, характеристик оборудования, цен на топливо и оборудование.

Применению многокритериальных методов для обоснования решений в энергетике посвящено достаточно много работ, например [119–132 и др.], в которых рассматриваются задачи оценки эффективности энергетических объек-

тов, в частности, гидроэнергетических, выбора структуры электроэнергетических систем и вариантов электрических сетей с учетом разных критериев и т.д. Что касается теоретических вопросов многокритериальности, то здесь также имеется обширная библиография [133–140 и др.], в которой предлагаются разные методы решения многокритериальных задач.

Традиционный подход к учету многокритериальности при решении задач обоснования развития электроэнергетики состоит в сведении задачи к однокритериальной путем выделения одного, главного критерия и перевода остальных критериев в разряд ограничений. В качестве оптимизируемого критерия обычно принимаются затраты на развитие ЭЭС в том или ином виде (капитальные затраты, чистый дисконтированный доход и др.), при этом иногда удается сформировать интегральный экономический критерий как взвешенную сумму единичных критериев. Наиболее очевидным примером такого интегрального критерия являются годовые приведенные затраты, объединяющие посредством коэффициента дисконтирования затрат капитальные затраты и эксплуатационные издержки в течение года. В этом случае весовой коэффициент в критерии приведенных затрат имеет вполне объективное экономическое основание. Подобный критерий в том или ином виде используется далее при решении различных задач.

Как отмечено в п. 1.1.4, предпринимаются попытки использовать в качестве интегрального критерия так называемый критерий общественного благополучия путем взвешивания единичных критериев различного рода, однако здесь не решается проблема объективного выбора весовых коэффициентов.

Перевод остальных критериев в разряд ограничений имеет основания, если существует механизм назначения таких ограничений в виде соответствующих нормативов (стандартов). Подобные нормативы обычно имеются (или могут быть заданы) в части надежности электроснабжения потребителей, качества электроэнергии, влияния электроэнергетических объектов на окружающую среду и человека и в ряде других случаев.

Если же ограничения на критерии отсутствуют и по тем или иным причинам не могут быть назначены достаточно однозначно, приходится рассматривать соответствующую задачу как многокритериальную.

Фундаментальным понятием в теории принятия решений при наличии многих критериев является множество Парето. Данное понятие связано с именем итальянского экономиста В. Парето, который одним из первых использовал его для анализа рыночного обмена товаров. Множество Парето представляет собой множество неулучшаемых вариантов решений, т.е. вариант является Парето-оптимальным, если значение любого критерия можно улучшить лишь ухудшая значения остальных критериев. Сказанное можно представить следующим выражением:

$$x_i^k \geq x_l^k, \quad k = \overline{1, K}, \quad i, l = \overline{1, I}, \quad (1.19)$$

где x_i^k – значение критерия k альтернативы i ; x_l^k – значение критерия k альтернативы l ; K – множество критериев типа «выигрыш»; I – все множество сравниваемых альтернатив.

Если хотя бы одно из неравенств строгое, то x называют решением, эффективным по Парето и обозначают $x_{\text{п}}$. Для критерия типа «затрат» знак неравенства (1.19) изменится на противоположный.

Множество Парето-эффективных вариантов обычно достаточно велико, что требует проведения дальнейшего анализа с целью выделения одного, либо ограниченного количества лучших вариантов, для чего существуют различные методы многокритериального выбора. Следует отметить, что совсем не обязательно применять эти методы только для анализа множества Парето. Во многих случаях данное множество предварительно не выявляется, а поиск лучших вариантов ведется непосредственно на исходном множестве вариантов решений.

Многокритериальные методы в теории выбора решений имеют в своей основе достаточно ограниченное количество подходов, что позволяет их классифицировать по принадлежности к этим подходам [141].

К первой группе можно отнести методы, в основе которых лежит подход ограничений [142, 143 и др.]. Идея состоит в том, что для всех критериев, кроме одного, устанавливаются желательные пороги (ограничения), а затем на полученном множестве максимизируется данный критерий. Изложенный в начале данного пункта традиционный подход в электроэнергетике относится к этой группе методов.

Очень близок к методу ограничений метод уступок, который применяется, как правило, в тех случаях, когда имеется возможность упорядочить критерии по важности. Вначале оптимизируется самый важный критерий. При этом остальные критерии задаются как ограничения. Затем ЛПР указывает возможную уступку по данному критерию и он переводится в разряд ограничений. Далее, оптимизируется второй критерий и т.д. Следует отметить, что в методах ограничений, как правило, не проводится четкой грани между критерием и ограничением.

Ко второй группе относятся методы, предполагающие получение некоторого результирующего скалярного критерия посредством «свертки» частных критериев [144–148 и др.]. Вид функции «свертки» задается априори, часто линейным. С помощью ЛПР можно учитывать важность критериев в результирующей функции, задавая ее в виде коэффициентов. Упомянутый выше критерий приведенных затрат является примером подобной «свертки» частных критериев.

В общем случае полученные значения критериев анализируются ЛПР и в случае его неудовлетворительности данным решением коэффициенты важности меняются в соответствии с какими-либо принципами, после чего решение задачи повторяется.

Следующую, третью, группу составляют методы, использующие понятие точки идеала [149, 150 и др.]. Предполагается, что в пространстве критериев задана некоторая «идеальная» точка (вариант решения), а также введена метрика. Последняя выбирается исходя из различных соображений, однако чаще всего используется евклидова метрика. Информация о точке «идеала» получается в результате диалога с ЛПР. Лучшим вариантом решения в данной группе методов считается тот, который находится ближе всего к идеальному.

Четвертая группа включает градиентные методы [151, 152 и др.], которые позволяют найти наиболее предпочтительный в определенном смысле вариант решения, не зная всей результирующей функции полезности, заданной на множестве векторных оценок, в отличие, например, от методов второй группы.

Пятую группу составляют теоретико-множественные методы [153–155 и др.]. При их использовании предполагается, что функция выбора ЛПР бинарна [156], т.е. описывается бинарным отношением на множестве вариантов решений. Это предположение подкрепляется теоремой о том, что любая функция выбора представима в виде комбинаций бинарных функций выбора [157]. Данный класс методов широко используется при дискретном характере множества вариантов решений.

Наконец, в шестую группу входят методы, представляющие собой комбинацию уже перечисленных методов [158, 159 и др.].

Проблема обоснования решений в энергетике по многим критериям далека от своего решения. В этих условиях практические задачи многокритериального анализа направлений развития ЭЭС рассматриваются на основе использования различных неформальных процедур с учетом опыта экспертов, в результате чего первоначально отбираются несколько наиболее предпочтительных вариантов развития системы, из которых затем производится окончательный неформальный выбор. При использовании такого подхода естественно стремление экспертов упростить проблему за счет априорной минимизации количества критериев и вариантов развития ЭЭС, что может привести к неучету каких-либо важных факторов и условий развития. Для снижения подобной опасности эксперты должны иметь некоторый набор формализованных методов и процедур, использование которых способствует более полному и многостороннему рассмотрению проблемы многокритериального выбора. При этом речь не идет об исчерпывающей формализации проблемы выбора, предпочтительным является рациональное сочетание формализованных подходов и неформального опыта экспертов.

Проблема обоснования решений в условиях неопределенности информации длительное время изучается исследователями-энергетиками во всем мире. В нашей стране широко известны работы, в которых при рассмотрении неопределенности информации как фундаментального свойства систем энергетики формулируются подходы и методы ее учета [160–162 и др.].

По мере развития рыночных отношений в России, в том числе в энергетике и электроэнергетике, данная проблема становится актуальной, поскольку расширяется состав неопределенных факторов и условий. Как свидетельствует зарубежный опыт, неопределенности разного рода, характерные для рыночных отношений, в том числе в энергетике, требуют постоянных усилий по их преодолению [163]. Так, например, только Министерство энергетики и некоторые другие государственные ведомства США ежегодно тратят миллионы долларов на проведение исследований в данной области [164]. Однако, несмотря на это, по-прежнему существует настоятельная необходимость интенсификации и расширения научных работ по созданию методов учета неопределенности в энергетике [165].

Разработаны различные подходы и методы учета неопределенности информации при обосновании решений в энергетике. Прежде всего, это сценарный подход, который позволяет структурировать неоднозначные показатели и условия в виде отдельных сценариев, однако, не дает инструментария для выбора вариантов решений в условиях неопределенности информации. В рамках подхода платежной матрицы не только структурируются неопределенные данные в виде представительных сочетаний исходных данных, но и предлагаются формализованные процедуры выбора вариантов [160]. Для осуществления такого выбора используются специальные критерии принятия решений. Для представления неопределенных данных и формализации процедур выбора в условиях неоднозначности информации используются также методы теории нечетких множеств (ТНМ) [166]. Также разрабатываются подходы к учету неопределенности, в которых используются методы теории нечетких свидетельств, позволяющих оперировать информацией, представленной в лингвистическом виде [167, 168]. В некоторых публикациях процедуры принятия решений по развитию объектов и систем энергетики представляются в виде двухэтапной задачи и соответственно описываются двухэтапной математической моделью [169]. Такая постановка предполагает, что инвестор на начальном этапе вкладывает только часть своих средств в некоторый проект, отслеживая ситуацию по мере ее прояснения, и на следующем этапе продолжает инвестирование в случае, если первоначальные результаты оказываются благоприятными. Тем самым он минимизирует свои инвестиционные риски.

1.4.2. Многокритериальные функции полезности

Методология. Пусть заданы J сценариев (наборов) внешних условий, характеризующих неопределенность развития ЭЭС, а также K критериев оценки вариантов развития системы. Каждый сценарий может характеризоваться его вероятностью p_j , $j = \overline{1, J}$, оцениваемой экспертно. Формируются I вариантов развития ЭЭС, каждый из которых отражает свой состав мероприятий по развитию системы и свою стратегию их реализации. Далее с помощью моделей развития ЭЭС (например, [31, 112]) выполняются исследования развития системы на множестве сценариев внешних условий по принятым критериям оценки. По результатам исследований формируются K матриц размера $I \times J$ вида $X^k = [x_{ij}^k]$, $i = \overline{1, I}$, $j = \overline{1, J}$, $k = \overline{1, K}$, где x_{ij}^k - численная оценка i -го варианта развития по критерию k при условии реализации j -го сценария внешних условий.

Полученные численные оценки используются для решения задачи выбора. Формальным аппаратом для этого являются многокритериальные функции полезности. Под функцией полезности понимается некоторая числовая функция U , определенная на множестве возможных исходов (в нашем случае вариантов), такая, что если исход (вариант) a не менее предпочтителен, чем исход (вариант) b , то $U(a) \geq U(b)$.

Построить единую функцию предпочтения для всех матриц X^k (значит, и для всех критериев) одновременно невозможно, так как элементы, составляющие матрицы, имеют разные единицы измерения и неизвестны ценностные соотношения между критериями. Процесс нахождения многокритериальной функции полезности сводится к нахождению составляющих ее функций полезности для каждого критерия вида $u^k(x_{ij}^k)$, $k = \overline{1, K}$ и оценке весов λ^k , $k = \overline{1, K}$ для сопоставления относительной важности критериев. Все исследования в данной работе выполнены для аддитивной функции полезности вида

$$U_{ij} = \sum_{k=1}^K \lambda^k u^k(x_{ij}^k) . \quad (1.20)$$

Для решения задачи выбора на основании многокритериальной функции полезности (1.20) необходимо определить отношение предпочтения для лица, принимающего решение (ЛПР). Вид отношения предпочтения зависит от характера учитываемых сценариев внешних условий и относительной значимости каждого из них для ЛПР.

Если в основе отношения предпочтения лежит вероятностная идеология, и, следовательно, оцениваются субъективные вероятности реализации сценариев внешних условий p_j , тогда, согласно положениям теории полезности [160, 161], рекомендации по выбору варианта развития ЭЭС осуществляются исходя из расчета ожидаемой полезности каждого варианта в виде

$$E_i^p = \sum_{j=1}^J p_j U_{ij}, \quad i = \overline{1, I} , \quad (1.21)$$

где индекс p отражает вероятностную идеологию, заложенную в отношения предпочтения. Тот вариант, численная оценка ожидаемой полезности которого выше, является более предпочтительным.

Как показано в [8], вероятностная идеология отношения предпочтения не всегда приемлема и может оказаться более приемлемым основываться на идеологии риска. Это особенно характерно для случаев, когда некоторые из сценариев внешних условий имеют очень малую вероятность, но их влияние на выбор решения целесообразно учесть. Такая ситуация имеет место, например, при учете экстремальных внешних условий, связанных с крупномасштабными ситуациями природного, техногенного или другого характера в проблеме энергетической безопасности. Тогда ожидаемую полезность вариантов развития ЭЭС можно оценить выражением

$$E_i^r = \max_i \left\{ \min_j (U_{ij} p_j) \right\}, \quad i = \overline{1, I} \quad (1.22)$$

где индекс r отражает идеологию риска, заложенную в отношения предпочтения.

Однако идеология риска как основа для отношения предпочтения также имеет недостатки, связанные с тем, что при использовании (1.22) снижается влияние на выбор решения сценариев внешних условий с высокой вероятностью (нормальных). В [8] отмечается, что и вероятностная, и рискованная идеоло-

гии являются предельными случаями, каждый из которых односторонне отражает реальную ситуацию при формировании отношения предпочтения, учитываемую ЛПП, и необходимо рассматривать некоторый комплексный критерий на основе (1.21) и (1.22).

Формирование такого комплексного критерия наталкивается на проблему определения весов его составляющих. Ее можно обойти, если не пытаться до конца формализовать процедуру выбора решения, а оставить выбор за ЛПП, но снабдить его дополнительной информацией для формирования его предпочтений, характеризующей области доминирования критериев (1.21) и (1.22). В этом случае мы можем “взвесить” решения, полученные по обоим критериям, и определить, когда вариант с максимальной полезностью (1.21) перестает быть наиболее предпочтительным и таковым становится вариант с максимальной полезностью (1.22).

Для этого решаются $I - 1$ уравнений вида [47]

$$a_m E_{i \max}^p + (1 - a_m) E_i^r = a_m E_m^p + (1 - a_m) E_m^r, \quad i \neq m, \quad (1.23)$$

где a_j – искомый параметр, позволяющий “взвешивать” полученные полезности, при этом $a_j \in [0;1]$; $E_{i \max}^p$ – максимальная по значению полезность i -го варианта, рассчитанная по соотношению (1.21); E_i^r – соответствующее ему значение полезности, рассчитанное по соотношению (1.22); E_m^p, E_m^r – соответствующие полезности m -го варианта.

Построение функций полезности для критериев. Не вызывает сомнений, что однокритериальная функция должна быть максимально проста в обращении, монотонна на интервале возможных значений. Основная идея нахождения множества точек для ее конструирования заключается в ответах эксперта на вопросы относительно значений функции в зависимости от различных уровней критерия. Такая процедура выбора точек не нова, она изложена, например, в [169, 170].

Аналитическая форма требуемых однокритериальных функций может быть получена на основе известных методов аппроксимации. Как показывает опыт [171 – 173], экспоненциальные, квадратичные и логарифмические функции являются приемлемыми для конструирования функций полезности.

Оценка весовых коэффициентов многокритериальной функции полезности. Имеется несколько путей оценки численных значений весовых коэффициентов многокритериальной аддитивной функции полезности [123, 125, 170, 171]. Как правило, они базируются на использовании точек равной полезности.

Общий принцип предлагаемого алгоритма [172] состоит в том, что эксперту задаются вопросы таким образом, чтобы ответы на них позволяли построить соотношения для определения неизвестных весовых коэффициентов. Алгоритм состоит из четырех шагов:

1. Критерии ранжируются по важности.

2. Значение полезности наиболее важного критерия фиксируется на наилучшем уровне (единица), значения полезностей остальных критериев – на их наихудших (нулевых) уровнях.

3. Эксперту задается вопрос: до какой величины X_{1k}^* он согласится ухудшить значение наиболее важного критерия для того, чтобы следующий критерий принял наилучшее значение вместо наихудшего. Таким образом, изменение полезности наиболее важного критерия до величины X_{1k}^* эквивалентно изменению полезности следующего критерия от нуля до единицы. Сопоставив таким образом наиболее важный критерий поочередно со всеми остальными, получим следующие соотношения:

$$(1 - u_{1k}^*)\lambda^1 = \lambda^k, \quad k = \overline{2, K}. \quad (1.24)$$

При этом $\lambda^1 \geq \lambda^k$.

Дополнив (1.24) очевидным условием

$$\sum_{k=1}^K \lambda^k = 1, \quad (1.25)$$

получим систему линейно независимых уравнений (1.24), (1.25) для определения неизвестных весовых коэффициентов λ^k .

4. Зафиксируем два первых по важности критерия на их наилучших по полезности уровнях, оставшиеся – на наихудших. По аналогии с шагом 3 составим соотношения, отражающие эквивалентное изменение полезности второго критерия на величину u_{2k}^* и поочередно всех остальных от нуля до единицы,

$$(1 - u_{2k}^*)\lambda^2 = \lambda^k, \quad k = \overline{3, K}. \quad (1.26)$$

Добавив условие:

$$\sum_{k=2}^K \lambda^k = 1 - \lambda^1, \quad (1.27)$$

получим аналогичную шагу 3 систему линейно независимых уравнений для определения неизвестных весовых коэффициентов λ^k .

Шаг 4 может быть использован как тестовый. Если значения весовых коэффициентов, найденные на этом шаге, существенно отличаются от таковых, найденных на предыдущем шаге, или если в соответствии с вычисленными коэффициентами изменяется порядок критериев, следует вернуться к шагу 1 алгоритма для уточнения предпочтений эксперта.

Экономическая оценка полезностей. Проблема интерпретации полезностей и повышение объективности их оценок весьма актуальна, поскольку для ЛПР важна мотивация выбора.

Одним из способов повышения наглядности результатов исследований может быть измерение полезностей вариантов в единицах одного из рассматриваемых критериев. Очевидно, что для технико-экономических задач наиболее естественна денежная единица. Однако при этом ЛПР должно понимать, что это не абсолютное количество денег, которое необходимо затратить на реализацию варианта с учетом рассматриваемых критериев, а некая условная

оценка в денежном выражении, поскольку для ее нахождения используются результаты экспертизы [172, 173]. Суть предлагаемого подхода состоит в следующем.

Аддитивная функция (1.20) преобразуется к виду :

$$U^e_{ij} = u^1(x^1_{ij}) + \sum_{k=2}^K (\lambda^k \setminus \lambda^1) u^k(x^k_{ij}) = u^1(x^1_{ij}) + \sum_{k=2}^K u^{ek}(x^k_{ij}), \quad (1.28)$$

где $u^1(x^1_{ij})$ – функция для некоторого экономического критерия, весовой коэффициент для которого положен равным единице, индекс e означает измерение всех составляющих в (1.28) в единицах экономического критерия.

Для того, чтобы получить экономические оценки вариантов развития ЭЭС, необходимо выразить значения всех критериев в единицах измерения выбранного экономического критерия. Таким образом, в результате будет получен набор матриц X^{ek} , $k = \overline{1, K}$, где элементы x^{ek}_{ij} , $i = \overline{1, I}$, $j = \overline{1, J}$ являются решением уравнений:

$$u^1(x^{ek}_{ij}) = u^{ek}_{ij}. \quad (1.29)$$

В случае вероятностного характера внешних условий экономическая оценка полезности вариантов определяется выражением:

$$E_i^e = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J x^{ek}_{ij} p_j, \quad i = \overline{1, I}. \quad (1.30)$$

Ранжирование вариантов должно быть обратным полученному по соотношению (1.21), поскольку самый “дешевый” вариант имеет соответственно и максимальную полезность. Таким образом, соотношение (1.30) является аналогом (1.21), однако имеет более широкий содержательный смысл, поскольку дает не только количественную, но и качественную оценку вариантов, упрощая проблему выбора.

Далее рассматривается пример использования описанной методики.

Исходные условия. Рассматривается задача формирования основной структуры ЭЭС России по типам генерирующего оборудования на перспективу порядка 15 лет. Внешние условия развития ЭЭС представлены следующими позициями:

А. Нормальные условия формирования и развития ЭЭС.

В. Досрочный вывод из эксплуатации на АЭС старых энергоблоков типа ВВЭР и всех блоков типа РБМК вследствие их недостаточной надежности и безопасности.

С. Мораторий на развитие атомной энергетики и эксплуатацию действующих АЭС и, как следствие, вывод из работы всех атомных электростанций.

Д. Вынужденный демонтаж оборудования электростанций, достигшего предельного срока работы в 40 лет, из-за резкого снижения его надежности и безопасности при ограниченных возможностях повышенного ввода нового оборудования на уровне объемов, требуемых при нормальных условиях формирования и развития ЭЭС.

Е. Экстремальное маловодье на водохранилищах ГЭС Ангаро-Енисейского каскада в Сибири.

Ф. Непоставки газа для конденсационных электростанций (КЭС) европейской части России и Урала вследствие проблем в газовой отрасли.

Не останавливаясь на обоснованности принятия именно этих экстремальных условий формирования и развития ЕЭС вследствие иллюстрационного характера исследований, примем для следующего анализа вероятность нормальных условий, равной 0,8, а вероятности остальных (экстремальных) условий – по 0,04 каждое.

Анализируются четыре варианта развития ЕЭС:

1) базовый вариант, соответствующий нормальным условиям формирования и развития энергообъединения;

2) усиление межсистемных ЛЭП по сравнению с базовым вариантом с целью адаптации ЕЭС к экстремальным условиям;

3) ввод КЭС на угле в европейской части ЕЭС и на Урале вместо газовых КЭС, предусматриваемых базовым вариантом;

4) реконструкция и модернизация генерирующих мощностей, выработавших свой ресурс, с восстановлением их работоспособности в случае необходимости при реализации тех или иных экстремальных условий.

Очевидно, что варианты 2 – 4 развития ЕЭС предусматривают некоторые дополнительные мероприятия, компенсирующие в большей или меньшей мере негативные последствия в случаях возможной реализации тех или иных экстремальных условий формирования энергообъединения. Не претендуя на полноту и безусловную рациональность этих дополнительных мероприятий, отметим, что анализируемые варианты развития ЕЭС дают достаточное представление о многообразии возможных решений для рассматриваемой иллюстрационной задачи.

Перечисленные выше варианты оценивались четырьмя критериями. Ниже они расположены в порядке убывания важности, оцененной экспертом:

α) недовыработка электроэнергии в год;

β) капиталовложения на развитие ЕЭС за рассматриваемый период;

γ) затраты на топливо в год;

δ) выбросы золы при сжигании топлива на электростанциях в год.

Результаты исследований по рассматриваемым вариантам развития ЕЭС при принятых внешних условиях с позиций рассматриваемых критериев приведены в табл.1.2.

Расчет и анализ полезностей. Исследования проводились для трех систем предпочтений эксперта, которые различаются соотношениями весовых коэффициентов в многокритериальной функции полезности (см. табл. 1.3).

Первый набор полезностей рассчитан на наиболее “осторожного” или пессимистичного эксперта. Такой эксперт готов заплатить максимальную “цену” для того, чтобы значение главного для него, доминирующего критерия - α оставалось на лучшем уровне. Предпочтения эксперта, характеризующиеся большими оптимизмом в вероятности сохранения нормальных условий

развития, представлены вторым и третьим наборами. Полезности вариантов, рассчитанные по соотношениям (1.20), (1.21), приведены в табл. 1.4.

Для получения оценок по соотношению (1.30) весовой коэффициент для критерия β положен равным единице. Оценки стоимости вариантов для третьей системы предпочтений эксперта отражены в последнем столбце таблицы. В скобках дан прирост оценки стоимостей вариантов относительно базового варианта. Порядок предпочтений вариантов совпадает с предыдущим.

Соотношение оценок стоимости вариантов дает представление о масштабах дополнительных капвложений при введении тех или иных дополнительных мероприятий.

Результаты, приведенные в двух последних таблицах, подтверждают то, что разные подходы к расчету полезностей (по соотношениям (1.21) и (1.22)) могут вести к разным результатам.

Таблица 1.2. Оценка вариантов для различных внешних условий

Критерии	Варианты	Внешние условия					
		A	B	C	D	E	F
α	1	0,0	3,1	91,4	63,8	29,7	266,6
	2	0,0	0,0	88,7	61,5	27,0	264,1
	3	0,0	3,1	87,5	59,1	28,6	180,0
	4	0,0	0,0	49,6	0,0	3,42	177,3
β	1	20,20	20,20	20,20	20,20	20,20	20,20
	2	21,93	21,93	21,93	21,93	21,93	21,93
	3	21,52	21,52	21,52	21,52	21,52	21,52
	4	27,62	27,62	27,62	27,62	27,62	27,62
γ	1	12,31	12,58	12,24	11,48	12,42	8,15
	2	12,30	12,63	12,29	11,50	12,46	8,41
	3	12,42	12,69	12,44	11,65	12,55	9,58
	4	12,47	12,71	12,89	12,34	12,67	9,51
δ	1	0,85	0,86	0,88	0,62	0,85	0,88
	2	0,85	0,86	0,88	0,63	0,86	0,89
	3	1,20	1,22	1,25	0,98	1,21	1,30
	4	1,14	1,12	1,17	1,05	1,18	1,34

Таблица 1.3. Оценка весовых коэффициентов

Критерии	Весовые коэффициенты по наборам		
	1	2	3
α	0,9318	0,8207	0,5902
β	0,0374	0,1034	0,2315
γ	0,0043	0,0666	0,124
δ	0,0001	0,0094	0,0544

Таблица 1.4. Полезности по (1.21), их ранжирование и экономические оценки

Варианты	Полезности и их ранжирование (в скобках) по наборам			Экономические оценки полезностей вариантов (млрд. долл. США) для третьего набора предпочтений
	1	2	3	
1	0,9318 (2)	0,8855 (1)	0,8383(1)	55,9852 (0)
2	0,9271 (3)	0,8704 (3)	0,8027(2)	57,0361 (+1,05)
3	0,9354 (1)	0,8739 (2)	0,7865(3)	57,2749 (+1,29)
4	0,9256 (4)	0,8080 (4)	0,6159(4)	60,2745 (+4,29)

В табл. 1.5 представлены полезности вариантов, рассчитанные по соотношению (1.22).

Таблица 1.5. Полезности по (1.22) и их ранжирование (в скобках)

Варианты	Полезности и их ранжирование по наборам		
	1	2	3
1	0,026 (4)	0,0256 (2)	0,0263 (1)
2	0,0261 (3)	0,02532 (4)	0,0251 (2)
3	0,0263 (2)	0,02535 (3)	0,0243 (3)
4	0,0304 (1)	0,0264 (1)	0,0199 (4)

Теперь посмотрим, каково соотношение двух идеологий (вероятностной и рисковей) для различных систем предпочтений эксперта (наборы 1–3). Напомним, что для этого нужно вычислить параметры a_j , $j = 1, 2$, по соотношению (1.23), где j означает номер первого или второго способа вычисления полезностей, соответственно по (1.21) или (1.22). В табл. 1.6 представлены результаты исследований для двух наборов предпочтений эксперта.

Таблица 1.6. Весовые коэффициенты комплексного критерия, найденные по (1.23)

Системы предпочтений эксперта	a_1	a_2
Набор 1	0,295	0,705
Набор 2	0,0102	0,9898

Таким образом, для первого набора предпочтений эксперта, при $a_1 \in [0; 0,295]$ наиболее предпочтителен третий вариант развития, при $a_1 \in [0,295; 1]$ - вариант 4. Для второго набора, при $a_1 \in [0; 0,102]$ выбирается первый вариант; при $a_1 \in [0,102; 1]$ - вариант 4. Для третьего набора предпочтений эксперта ранжирование вариантов совпадает для двух подходов.

Анализ полученных результатов показывает следующее. Для “осторожного” эксперта (набор предпочтений 1) критерий α (“недовыработка электроэнергии”) оказывается доминирующим. С другой стороны необходимость миними-

зации недовыработки электроэнергии возникает в экстремальных условиях, в нормальных условиях (сценарий А) недовыработка не возникает. Следовательно, “осторожный” эксперт переоценивает значимость экстремальных условий, вероятность которых мала по сравнению с нормальными условиями с высокой вероятностью. Эксперт- “оптимист” (набор предпочтений 3), наоборот, считает, что экстремальные условия не следует оценивать как очень значимые, поскольку они имеют малые вероятности по сравнению с нормальными условиями.

Теперь посмотрим на соотношение вероятностной и рискованной идеологий в комплексном критерии для различных систем предпочтений эксперта. Оказывается (см. табл. 1.4 и 1.5), что на ранжирование вариантов экспертом - “оптимистом” не влияет выбор идеологии – и в этом и в другом случае ранжирование одинаковое, а эксперт предпочитает вариант с наименьшими затратами (см. табл. 1.2) всем остальным вариантам. Другое дело – “осторожный” эксперт, для которого результат ранжирования вариантов зависит от идеологии выбора (см. табл. 1.4 и 1.5). Кроме того, как показывает соотношение значений параметров a_1 и a_2 в табл. 1.6, “осторожный” эксперт скорее склонен выбирать по рискованной идеологии, чем по вероятностной. При этом его предпочтительный выбор – вариант 4 – обеспечивает меньшее значение доминирующего для него критерия α по сравнению с другими вариантами, что представляется логичным.

Значения a_1 и a_2 в табл. 1.6 для набора предпочтений 2 показывают, что он по смыслу ближе к набору 1, чем к набору 3, что является отражением существующего соотношения весовых коэффициентов в многокритериальной функции полезности (см. табл. 1.3).

Таким образом, анализ результатов исследований свидетельствует, что предложенный подход соответствует логике выбора решений на экспертном уровне, предоставляя в то же время формальный аппарат для облегчения выбора в сложных условиях.

1.4.3. Метод анализа иерархий

Для реальных условий любой единственный метод не решает исчерпывающе проблему выбора, поэтому для ЛПР желательно иметь некоторый набор разных методов, из которых можно было бы выбрать наиболее подходящий.

Альтернативным изложенному выше методу многокритериального выбора решений является метод анализа иерархий [174]. Согласно основным положениям этого метода рассматриваемая проблема представляется в виде иерархии. На первом (высшем) уровне находится цель решаемой задачи, в нашем случае – выбор рационального варианта развития ЭЭС. Второй уровень составляют K критериев оценки возможного решения. Третий – I вариантов развития системы. Выбор решения осуществляется на основе составления матриц попарных сравнений элементов второго и третьего уровней иерархии и синтезе приоритетов на этих уровнях снизу вверх с помощью специальных процедур обработки матриц.

В [174] сравнение элементов выполняется с использованием субъективных суждений, численно задаваемых по шкале, предложенной авторами метода. В нашем случае для заполнения матриц попарных сравнений введения специальных шкал не требуется. При сравнении элементов второго уровня иерархии используются веса критериев $\lambda^k, k = \overline{1, K}$, для сравнения элементов третьего уровня – значения функций полезности $u^k(x_{ij}^k), k = \overline{1, K}$. Таким образом, осуществляется модификация метода анализа иерархий путем использования значений весов и функций полезности.

Далее приведены методические проработки некоторых наиболее важных этапов рассматриваемого общего подхода, а также иллюстрация его использования на примере обоснования развития генерирующего оборудования ЕЭС России.

Итак, для формирования матриц попарных сравнений будем использовать на втором уровне иерархии оценки весов $\lambda^k, k = \overline{1, K}$, а на третьем – значения функций полезности $u^k(x_{ij}^k), k = \overline{1, K}$.

Сформируем $K+1$ квадратных матриц вида $A = [a_{ij}], i, j = \overline{1, n}$, где n – количество элементов определенного уровня иерархии. В нашем случае n равно K или I . Заполнение матриц проводится по следующей схеме [174]. Для имеющейся последовательности из n элементов определенного уровня иерархии результат сопоставления i -го и j -го элементов определяется через отношение λ^i / λ^j (или u^i / u^j) и заносится в матрицу как элемент a_{ij} . Обратная величина $1 / a_{ij}$ – элемент a_{ji} . Матрицы положительно определенные, обладают свойством обратной симметричности – $a_{ji} = 1 / a_{ij}$.

Для каждой строки матрицы $A^l, l = \overline{1, K+1}$ вычисляется ее агрегированная оценка Y_i как геометрическое среднее элементов:

$$Y_i = \left(\prod_{j=1}^n a_{ij} \right)^{1/n}, \quad i = \overline{1, n}. \quad (1.31)$$

Следующее соотношение позволит определить, какой вес или, иначе в терминах метода, локальный приоритет, имеет i -я строка по отношению к другим:

$$Z_i = Y_i / \sum_{j=1}^n Y_j, \quad i = \overline{1, n}. \quad (1.32)$$

Приоритеты синтезируются, начиная с последнего уровня вверх, образуя так называемый вектор обобщенных приоритетов [174]:

$$g_i = \sum_{k=1}^K Z_{ik} Z_k, \quad i = \overline{1, I}, \quad (1.33)$$

где Z_k, Z_{ik} – приоритеты соответственно второго и третьего уровней иерархии.

Наиболее приемлемым считается тот вариант, для которого g_i будет иметь максимальное значение.

Метод анализа иерархий охватывает как факторы, по которым возможно проведение определенных измерений, так и факторы, по которым невозможно определить требуемые их сопоставления с элементами других уровней. В нашем случае в иерархию явно не “встроены” внешние условия. Однако они неявно учитываются в анализе, так как косвенно отражаются в оценках полезностей вариантов развития ЭЭС и при определении весов в многокритериальной функции полезности. Это еще раз указывает на то, что эксперт должен особенно внимательно подходить к учету внешних условий при оценке весов и построении функций полезности.

Анализ вариантов по методу анализа иерархий. В табл.1.7 приводятся приоритеты вариантов развития ЭЭС, рассчитанные на основе метода анализа иерархий с использованием функций полезности по соотношению (1.20).

Таблица 5. Приоритеты вариантов развития по методу анализа иерархий

Вариант	Набор 1	Набор 2	Набор 3
1	0,2538 (1)	0,2627 (1)	0,2845 (1)
2	0,2509 (3)	0,2569 (2)	0,2712 (2)
3	0,2533 (2)	0,2535 (3)	0,2542 (3)
4	0,2420 (4)	0,2269 (4)	0,1900 (4)

При сравнении результатов (табл. 1.4 и табл. 1.7) видно, что ранжирование вариантов в целом совпадает. Изменяются ранги первого, второго и третьего вариантов для первой системы предпочтений, второго и третьего для второй. Однако, это изменение не искажает результатов исследований и не является существенным, так как значения полезностей и приоритетов очень близки (различаются в третьем-четвертом знаках), и это различие можно объяснить погрешностью счета.

1.4.4. Неформальный выбор при многих критериях

При решении задач развития ЭЭС в силу их специфики изложенная формализация не всегда возможна. Часто интересы даже отдельного субъекта отношений в электроэнергетике внутренне противоречивы и не всегда могут быть формализованы. Еще более трудно формировать и согласовывать связи интересов различных субъектов отношений. Ниже предлагается неформализованный поэтапный подход к анализу перспективных направлений развития ЭЭС в условиях множественности интересов, ориентированный на практическое применение. Предполагается последовательное выполнение следующих восьми этапов [175].

1. Этап целевого анализа. На этом этапе определяется круг всех субъектов, заинтересованных и оказывающих влияние на процесс принятия решений по развитию электроэнергетических систем. Для каждого такого субъекта опреде-

ляются его цели и требования. Множество целей всех рассмотренных субъектов может быть упорядочено и сокращено за счет определения родственных и близких целей и их объединения, выявления малозначимых целей и их удаления.

В полученном множестве целей определяются цели k , для которых возможна количественная оценка степени их достижимости. Для таких целей формируется набор критериев K – количественных показателей степени их достижимости. Остальные цели должны учитываться в последующем анализе на качественном экспертном уровне.

2. *Этап формирования внешних условий.* На этом этапе на основе выполненного ранее анализа существующего состояния электроэнергетической системы и прогноза внешних условий развития энергосистемы и смежных отраслей формируются конкретные количественные сценарии внешних условий $j \in J$, представляющие собой возможные сочетания неопределенных в перспективе условий развития энергосистемы и смежных отраслей.

Эти сочетания могут носить характер наиболее вероятных или наиболее опасных и неблагоприятных условий и должны охватывать по возможности максимально широкую зону перспективных неопределенных условий.

При их выборе следует стремиться учитывать интересы всех заинтересованных сторон, в частности, используемые выше понятия «вероятные» или «опасные» должны рассматриваться с точки зрения не только ЭЭС, но и всех остальных субъектов отношений. Например, опасными с точки зрения потребителя следует считать условия, могущие привести к существенному росту тарифов на электроэнергию.

В то же время для снижения трудоемкости дальнейшего анализа следует стремиться к компактности множества рассматриваемых сценариев внешних условий путем их объединения, отбраковки маловероятных ситуаций и пр.

3. *Этап формирования вариантов (стратегий) развития электроэнергетической системы.* Целью этого этапа является формирование желательно небольшого множества I потенциально рациональных вариантов развития системы. При этом должны учитываться:

- необходимость устранения существующих и возможных «узких мест» функционирования и развития ЭЭС, выявившиеся в процессе анализа существующего ее состояния;

- множество неопределенных условий развития, сформированное на предыдущем этапе, и необходимость нормального функционирования ЭЭС во всех этих условиях; для этого, в частности, стратегии развития ЭЭС должны включать мероприятия, обеспечивающие гибкость ее структуры и возможность достаточно быстрой и экономичной ее адаптации к неожиданно изменяющимся внешним условиям; следует также учитывать и относительно маловероятные сочетания внешних условий, которые, однако, могут приводить к значительным ущербам различным заинтересованным сторонам;

- предварительные исследования эффективности сооружения отдельных энергетических объектов или организации других мероприятий энергетическо-

го характера;

– формируемое множество вариантов развития должно учитывать множественность интересов заинтересованных сторон, в частности, целесообразно включение в состав рассматриваемых вариантов отдельных мероприятий или вариантов, наиболее предпочтительных с точки зрения отдельных субъектов (например, вариант развития системы, ориентированный на максимальное экологическое оздоровление природной среды региона).

4. *Оценка последствий от реализации вариантов.* На этом этапе производится всесторонняя многокритериальная оценка последствий реализации сформированных вариантов развития электроэнергетической системы I для всех рассматриваемых субъектов отношений K при всех возможных сценариях внешних условий J . Результатом этой оценки является получение количественных значений всех определенных ранее критериев оптимальности x_{ij}^k для различных субъектов отношений.

Для такой оценки необходимо использование соответствующих математических моделей и информационного обеспечения. Система математических моделей оценки последствий от реализации вариантов развития электроэнергетики региона должна включать в себя следующие модели (минимальный набор):

- динамические многоузловые модели формирования балансов мощности и электроэнергии;
- оптимизационные модели анализа суточных и годовых энергетических режимов работы электроэнергетических систем;
- оценочные динамические модели расчета капитальных вложений, необходимых для реализации рассматриваемых вариантов развития электроэнергетики;
- оценочные модели расчета годового расхода органического топлива на электростанциях (по видам топлива);
- оценочные модели расчета себестоимости производства электроэнергии, отпускных тарифов на электроэнергию, прибыли энергоснабжающих организаций;
- модели оценки воздействия принимаемых решений на природную среду (модели расчета объемов вредных выбросов и др.);
- модели расчета последствий от реализации решений по развитию электроэнергетики для бюджетов федерального, регионального и муниципального уровней;
- модели оценки социально-экономических последствий принимаемых решений (уровень занятости населения, уровень жизни и др.).

Большинство перечисленных моделей представлено в последующих разделах книги.

С целью последующего учета качественных целей, не имеющих количественного критерия, требуется проведение экспертизы с использованием соответствующих методов экспертных оценок.

5. *Выделение инвариантной составляющей решений.* На этом этапе из сформированного множества вариантов развития системы выделяется постоян-

ная инвариантная часть $I_c \subset I$. Поскольку при формировании вариантов на этапе 3 предполагался учет интересов всех заинтересованных сторон, мероприятия, попавшие во все рассматриваемые варианты, должны были устраивать все стороны. Однако, с учетом полученных на предыдущем этапе оценок, мнения субъектов могут измениться.

Основная цель этого этапа – подтверждение мнений всех заинтересованных сторон о необходимости реализации этих мероприятий. В случае отхода от ранее высказанных мнений необходим возврат на этап 3 с уточнением состава рассматриваемых вариантов развития системы.

После согласования состава инвариантной части решений по развитию ЭЭС, мероприятия, вошедшие в этот состав, считаются выбранными и исключаются из дальнейшего процесса выбора и согласования решений.

6. Выделение экстремальных решений. С этого этапа фактически начинается основная часть процедуры согласования интересов заинтересованных сторон и выбор конкретных мероприятий, входящих в рациональную стратегию развития электроэнергетической системы.

Целью этапа является выявление из полученного ранее множества рассматриваемых вариантов I на множестве неопределенных условий J множеств тех вариантов I_k^{\max} , I_k^{\min} и тех условий J_k^{\max} , J_k^{\min} , которые в наибольшей степени соответствуют или наоборот, максимально противоречат целевым установкам заинтересованных сторон

Эта информация определяет, с одной стороны, наиболее благоприятные и в то же время достижимые «идеальные» решения для каждого субъекта отношений, с другой стороны становятся ясными максимально негативные последствия наиболее неудачных решений с точки зрения заинтересованных сторон.

Диапазоны выявленных экстремальных решений являются важным ориентиром для участвующих в процессе субъектов на последующих этапах согласования решений.

Этот этап должен выполняться с активным участием всех заинтересованных сторон, поскольку формальная оценка экстремальных вариантов по ранее сформулированным критериям, т.е. простой расчет минимума и максимума соответствующих критериев, требует подтверждения со стороны участвующих субъектов. Это определяется внутренней противоречивостью используемых критериев для некоторых субъектов и невозможностью полной формализации их суждений.

В случае несоответствия расчетных оценок критериев экспертным мнениям участвующих субъектов необходим пересмотр состава используемых критериев оценки с возвратом на этап 1 описываемой процедуры анализа. Такое уточнение состава критериев достаточно вероятно, поскольку мнения субъектов о важности предложенных ими критериев после получения количественных оценок последствий от реализации решения (на этапе 4) вполне могут измениться.

7. Выделение предпочтительных решений. На этом этапе происходит предварительное согласование интересов всех участников процесса.

Каждый субъект отношений, используя полученную на предыдущих эта-

пах процесса информацию, самостоятельно анализирует ситуацию, оценивает вероятность достижения своих целей и определяет те предпочтительные для него варианты решений x_{opt}^k , которые имеют хорошие шансы быть принятыми в дальнейшем. Для выявления таких вариантов требуется экспертная оценка возможной реакции других участников процесса на желательные для данного субъекта предложения и учет в той или иной степени интересов других заинтересованных сторон.

При этом возможно предварительное согласование между отдельными субъектами некоторых общих позиций и формирование общих компромиссных подходов, т.е. временных коалиций субъектов с целью совместной поддержки в дальнейшем согласованных решений.

На этом этапе трудно использовать какие-либо формализованные средства. Он выполняется на неформальном уровне с применением тех возможностей влияния на процесс принятия решений, которые сложились в системе взаимоотношений участвующих субъектов, органов власти, принимающих решения и т.д.

В качестве результата этого этапа целесообразна подготовка и реализация плана мероприятий, обеспечивающих поддержку в последующем принятии предпочтительных для субъекта решений. Это может быть, например, воздействие в нужном для субъекта направлении на общественное мнение через средства массовой информации, рекламная компания, использование личных взаимоотношений между участвующими в процессе субъектами и другие мероприятия.

8. Согласование интересов и принятие решений. Этот этап завершает процесс анализа различных вариантов развития электроэнергетической системы. Целью этапа является выбор рационального варианта развития системы I , и принятие конкретных решений по реализации первоочередных мероприятий.

Этот этап организационно может быть достаточно сложным, поэтапным, с принятием ряда промежуточных решений, обсуждением этих решений на разных уровнях иерархии органов государственной власти и т.д. Собственно принятие решений производится уполномоченными на это органами субъектов – федеральным или региональным правительствами, региональной энергетической комиссией, энергокомпанией и т.д., в зависимости от вида принимаемых решений.

Важными принципами реализации этого этапа должны быть его открытость, прозрачность и демократичность, т.е. равная степень участия всех субъектов отношений в процессе обсуждения принимаемых решений, в том числе равная доступность к необходимой информации.

В процессе реализации этого этапа требуется обеспечение соблюдения интересов всех взаимодействующих сторон, выработка компромиссных решений, соблюдение «общественного согласия».

Этап выполняется неформально, с целью реализации своих целей каждая заинтересованная сторона может использовать все возможные для нее средства воздействия на процесс принятия решений.

Некоторые возможности оказания влияния по процессу развития электроэнергетической системы у субъектов отношений остаются и после принятия решений о их реализации. Например, доступные инвестиционные средства для реализации проектов зависят от уровней тарифов на электроэнергию, которые пересматриваются региональной энергетической комиссией с определенной периодичностью. Есть возможность влияния на процесс реализации принятых решений при пересмотре или утверждении бюджетов различных уровней. Имеются и другие возможности.

Все эти возможности должны использоваться субъектами взаимоотношений в энергетике с целью корректировки принятых решений в соответствии с изменившимися условиями функционирования и развития экономики и энергетики региона. При этом также следует стремиться к обеспечению открытости и демократичности в этом процессе.

В качестве примера использования изложенного методического подхода ниже рассматривается анализ перспективного развития электроэнергетики юга Дальнего Востока на перспективу 15 лет.

Рассматриваются два возможных уровня электропотребления ОЭС Востока на перспективу. Минимальный вариант соответствует «Схеме развития ОЭС Востока». В нем предполагается рост потребления 2,7–3,5% в год. В повышенном варианте – 3,7–4,1% в год. Потребление электроэнергии в ОЭС Востока в конце прогнозируемого периода в этих вариантах составит соответственно 46,2 и 52,7 млрд. кВт·ч. В основных вариантах однозначно принят относительно небольшой приграничный экспорт электроэнергии.

В целях анализа устойчивости решений в работе варьировались уровни цен на топливо на перспективу.

Анализируемые стратегии мало различаются принимаемыми объемами демонтажа, технического перевооружения и реконструкции генерирующего оборудования. Использовалась единая для всех вариантов программа технического перевооружения, соответствующая предлагаемой в «Схеме развития ОЭС Востока».

Состав рассматриваемых в работе возможных стратегий развития ОЭС Востока приведен в табл. 1.8. Цифрами здесь указаны номера расчетных вариантов. Для вариантов с экспортом электроэнергии указан регион, осуществляющий экспорт. Величина возможного экспорта электроэнергии в этих вариантах показана в табл. 1.9.

Анализируются четыре стратегии развития (табл. 1.10): базовая, угольная, гидроэнергетическая и атомная. Каждая из них формируется для условий низкого и высокого уровней потребления электроэнергии (варианты 1-8). Для базовой стратегии дополнительно рассматриваются три варианта экспорта электроэнергии (варианты 9–14). В основу базовой стратегии положены предложения «Схемы развития ОЭС Востока». Варианты различаются вводами ГЭС, АЭС и КЭС (см. табл. 1.10).

Результаты расчета основных критериальных показателей оцениваемых стратегий приведены в табл. 1.11. В качестве этих показателей используются:

Таблица 1.8. Расчетные варианты стратегий развития ОЭС Востока

Внешние неопределенные условия				
Электропотребление	Низкое		Высокое	
Экспорт электроэнергии	мин.	макс.	мин.	макс.
СТРАТЕГИЯ: базовая	1	9 (Амур) 10 (Якутия) 11 (Приморье)	5	12 (Амур) 13 (Якутия) 14 (Приморье)
угольная	2		6	
гидроэнергетическая	3		7	
атомная	4		8	

Таблица 1.9. Варианты экспорта от экспортно-ориентированных электростанций ОЭС Востока

Выдающий регион, электростанция	Экспорт		Год начала экспорта
	мощность МВт	энергия млрд кВт·ч	
Амур, Бурейская ГЭС	500	1,7	2020
Приморье, Приморская АЭС	1200	7,68	2030
Якутия, Учурские ГЭС	2800	17,2	2030

Таблица 1.10. Установленная мощность электростанций ОЭС Востока, конец периода прогноза, МВт (числитель - низкий уровень электропотребления, знаменатель – высокий)

Стратегии	Базовая	Атомная	Угольная	Гидро
ГЭС, всего, из них	4707 / 5302	4107	4107	5502 / 6914
Нижнезейские ГЭС	349	349	349	349
Дальнереченский ГЭК	0 / 595			595 / 745
Ургальская ГЭС	600			600
Хорская ГЭС				0 / 200
Ургальская ГЭС-2				0 / 600
Бикинская ГЭС				200
Гилуйская ГЭС				0 / 462
АЭС, всего в том числе Приморская	640 / 1280 640 / 1280	1280 1280		
КЭС, всего в том числе Ургальская	1265	1265	1910 / 3200 645 / 1935	1265
ТЭЦ	5375 / 5625	5375 / 5625	5375 / 5625	5375 / 5625
ВЭС	30	30	30	30
Всего	12017 / 13502	12057 / 12947	11422 / 12962	12172 / 13834

суммарные капитальные вложения, себестоимость производства электроэнергии, годовой расход органического топлива на производство электроэнергии в конце прогнозируемого периода с выделением топлива и дальнепривозного

топлива, приведенные затраты в развитие и функционирование системы.

Рассмотрим полученные результаты расчетов с точки зрения крайних, экстремальных решений, соответствующих минимальному и максимальному значениям отдельных критериев оценки стратегий.

Таблица 1. 11. Критериальные показатели вариантов развития ОЭС Востока на конец периода прогноза (числитель - минимальное потребление, знаменатель - максимальное)

Стратегия	базовая	атомная	угольная	гидро
Капитальные вложения, млн долл.	$\frac{11779}{15969}$	$\frac{11169}{12719}$	$\frac{9529}{10689}$	$\frac{13769}{18305}$
Себестоимость производства электроэнергии, цент/кВт·ч	$\frac{2,73-2,97}{2,86-3,08}$	$\frac{2,82-3,05}{2,86-3,07}$	$\frac{2,68-2,95}{2,77-3,04}$	$\frac{2,66-2,92}{2,67-2,90}$
Расход органического топлива, всего, тыс. т у.т. в год,	$\frac{6910}{7082}$	$\frac{6236}{6831}$	$\frac{8461}{10448}$	$\frac{7217}{7718}$
в том числе: уголь	$\frac{5270}{5290}$	$\frac{4596}{5039}$	$\frac{6821}{8657}$	$\frac{5577}{5927}$
из него: привозной уголь	$\frac{1046}{1075}$	$\frac{858}{949}$	$\frac{1237}{1450}$	$\frac{1157}{1270}$
газ	$\frac{1640}{1792}$	$\frac{1640}{1792}$	$\frac{1640}{1792}$	$\frac{1640}{1792}$
Приведенные затраты, млн долл.	$\frac{10424}{-11239}$	$\frac{10095}{-10902}$	$\frac{9435}{-10264}$	$\frac{11059}{-11881}$
	$\frac{12417}{-13293}$	$\frac{11113}{-11989}$	$\frac{10403}{-11312}$	$\frac{13223}{-14106}$

Как видно из этих таблиц, базовые варианты по оцениваемым критериям являются промежуточными. Все остальные варианты в разных ситуациях имеют экстремальные значения отдельных критериев.

По уровням суммарных капитальных вложений в развитие электростанций ОЭС Востока лучшей является угольная стратегия. Максимальные капитальные вложения нужны в гидроэнергетической стратегии.

Наименьшая себестоимость производства электрической энергии, наоборот, – в гидроэнергетических вариантах. Максимальная себестоимость соответствует атомной стратегии.

Максимальный расход органического топлива, естественно, получается при реализации угольной стратегии. Наименьшее значение соответствует вариантам, ориентированным на сооружение атомных электростанций.

Атомной стратегии соответствует и минимальное значение объемов завозимого в регион органического топлива. Наибольший объем завоза дальних углей – в угольной стратегии.

Лучшими по критерию приведенных затрат являются варианты угольной стратегии. Наиболее дорогая стратегия – гидроэнергетическая.

Таким образом, учитывая множественность интересов участников и наличие множества критериев оценки стратегий, приведенные результаты расчетов не позволяют дать однозначную оценку рассмотренным стратегиям. Все они, за исключением «базовой», могут быть формально оптимальными при оценке их

по отдельным рассмотренным критериям.

Дадим сопоставительный анализ предпочтительных стратегий с позиций различных субъектов.

С точки зрения производителей электроэнергии рациональными стратегиями являются гидроэнергетическая и атомная, вследствие роста инвестиций в развитие генерирующих мощностей, минимальной зависимости от поставок органического топлива из других регионов.

Потребители электроэнергии заинтересованы в низких тарифах (гидроэнергетическая стратегия с минимальной себестоимостью производства электроэнергии), малых капитальных вложениях из средств местного бюджета (угольная стратегия), сохранении природной среды (гидроэнергетическая стратегия).

Интересы региональных органов государственной власти в целом близки интересам потребителей. С учетом важности реализации капитального строительства в регионе, они больше заинтересованы в гидроэнергетической стратегии.

Местные поставщики топлива предпочли бы угольную стратегию.

Целью работы не являлось определение единственной оптимальной со всех точек зрения стратегии развития, поскольку, как указывалось выше, это невозможно. Тем не менее из полученных результатов можно сделать вывод, что гидроэнергетическая стратегия отвечает интересам большей части заинтересованных сторон.

Рассмотренные варианты с масштабным экспортом электроэнергии из России от дополнительных экспортно-ориентированных электростанций использовались для расчета минимальных значений отпускных экспортных тарифов на электроэнергию, допустимых с точки зрения российских потребителей электроэнергии. Они составляют 3,7 – 5,0 цент/кВт·ч. Нижнее значение соответствует варианту экспорта из Амурской области. Несколько выше эти цифры для варианта экспорта из Якутии, верхняя оценка соответствует экспорту от АЭС из Приморья.

Осуществление возможного экспорта по тарифам ниже названных, приведет, как правило, к ущемлению интересов российских потребителей (из-за роста тарифов для них).

Дадим комплексную характеристику предпочтительной для большинства заинтересованных сторон гидроэнергетической стратегии. Гидроэнергетическая стратегия развития ОЭС Востока характеризуется минимальной себестоимостью производства электроэнергии, что может способствовать снижению тарифов на электроэнергию. Эта стратегия экологически чистая за счет меньшего сжигания органического топлива при отсутствии риска радиоактивного загрязнения от атомных электростанций. Наконец, эта стратегия привлекательна вследствие увеличения энергетического потенциала региона, роста занятости населения, развития местной промышленной и строительной базы и др. Она наиболее эффективна и в плане экспорта электроэнергии из России.

1.4.5. Многокритериальная игровая задача

Как и ранее, мы имеем множество I вариантов развития генерирующих мощностей, множество J сценариев внешних условий и множество K критериев оценки решений по развитию генерации, причем $K = [K_A, \dots, K_Z]$ включает подмножества критериев для каждого из субъектов отношений, заинтересованных в развитии генерирующих мощностей [4].

С использованием моделей, решающих различные задачи обоснования развития ЭЭС, формируются K матриц размерностью $I \cdot J$

$$X^k = \{x_{ij}^k\}; \quad i = \overline{1, I}; \quad j = \overline{1, J}; \quad k = \overline{1, K}, \quad (1.34)$$

где x_{ij}^k – количественная оценка варианта i по критерию k при условии реализации сценария j внешних условий.

Полученные результаты являются основой для выбора решений по развитию электрогенерирующих компаний в многокритериальной игровой постановке. При этом предполагается, что существуют условия для рассмотрения кооперативной игры.

Имеется ряд методов определения решения кооперативной игры [176, 177]. Одним из распространенных подходов является оценка решения игры на основе вектора Шепли, в соответствии с которым общий доход коалиции игроков (деньги, ресурсы и др.) распределяется между ее членами. Вектор Шепли может рассматриваться как взвешенная сумма ограниченных вкладов игрока во все коалиции, в которых он принимает участие.

Введем следующие обозначения: $M = \{1, \dots, m\}$ – множество игроков (субъектов отношений); $T_i, i = \overline{1, M}$ – коалиции множества M , t – число игроков в коалиции T .

Тогда значение φ_i вектора Шепли может быть представлено как [176, 177]

$$\varphi_i[v] = \sum_{\substack{T \subset M \\ i \in T}} \frac{(t-1)!(m-t)!}{m!} [v(T) - v(T/\{i\})], \quad (1.35)$$

где $v(T)$ – характеристическая функция коалиции T .

Аддитивность вектора Шепли является весьма привлекательной с математической и практической точек зрения. В дополнение к тому, что получается явная формула для оценки решения игры, аддитивность делает еще осмысленным анализ чувствительности влияния изменения дохода коалиции, влияния присоединения или отделения членов коалиции и т.д.

Определение характеристической функции составляет основную проблему в кооперативных игровых задачах с использованием вектора Шепли. Традиционно характеристическая функция определяется как функция затрат. Подобный подход был применен в [178]. В общем случае может быть использована функция полезности [170, 171], процедуры построения и анализа которой для многих критериев развиты в [172, 173].

Аддитивная многокритериальная функция полезности в результате имеет вид (1.20). Выбор решения на множестве внешних условий осуществляется с использованием оценок ожидаемой полезности в соответствии с выражением (1.21).

Если значение полезности по (1.21) рассчитать для каждой возможной коалиции игроков, тогда максимальная составляющая вектора Шепли для определенной коалиции вычисляется с помощью выражения (1.35). Это позволяет оценивать вклад каждого участника при формировании коалиции. Устойчивое решение получается при дальнейших переговорах между участниками, которые фактически могут иметь место в продолжении игры.

Трудности в вычислении значений вектора Шепли при большом количестве игроков привели к введению так называемых двусторонних оценок Шепли. Такие оценки применяются для полностью децентрализованного и двустороннего процесса переговоров среди участников при использовании их оценок. Эта оценка также удобна и для наших задач, поскольку дает возможность рассмотреть все возможные коалиции участников и отдельного игрока во взаимодействии. Двусторонняя оценка Шепли для некоторой коалиции T_i в двусторонней коалиции T определяется как

$$\varphi_{(T_i, T_j)}(T) = 0,5v(T_i) + 0,5(v(T) - v(T_j)). \quad (1.36)$$

Обе коалиции T_i и T_j называются основаниями T , и $v(T)$ означает собственную оценку коалиции T .

Рассмотрим применение изложенного игрового метода на примерах одной и двух электроэнергетических компаний, имея ввиду для определенности взаимодействие вертикально интегрированных компаний, каждая из которых производит электроэнергию и снабжает ею потребителей на обслуживаемой территории.

Случай одной электроэнергетической компании. Будем анализировать варианты развития генерирующих мощностей компании при следующих сценариях внешних условий:

- А) максимум электропотребления на обслуживаемой территории рассматриваемой компании без продажи электроэнергии соседней компании;
- В) минимум электропотребления без продажи электроэнергии;
- С) максимум электропотребления с продажей электроэнергии соседней компании;
- Д) минимум электропотребления с продажей электроэнергии.

Учитывая иллюстрационный характер задачи, примем вероятности реализации перечисленных сценариев внешних условий одинаковыми и равными 0,25 каждая.

Будем иметь в виду три возможных варианта развития генерирующих мощностей компании (варианты решений):

- 1) ввод новых агрегатов на угле в качестве топлива;
- 2) ввод новых агрегатов на газе;
- 3) ввод новых агрегатов на угле и на газе.

В выборе решений принимают участие три игрока со своими критериями:

I. Электроэнергетическая компания с критериями: α – капиталовложения (млн. долл.) и τ – стоимость топлива (млн. долл./год).

II. Органы власти с критериями: β – поступления в консолидированный бюджет (млн. долл./год) и η – экологическое воздействие вводимых агрегатов в виде выбросов золы (тыс. т/год).

III. Потребители с критериями: γ – тарифы на электроэнергию (цент/кВт·ч) и δ – надежность электроснабжения (отн. ед.).

Все игроки имеют одинаковые права, сумма весовых коэффициентов для всех шести критериев равна единице, и каждый критерий участвует в обосновании решения со своим весом.

Результаты расчетов значений приведенных критериев для заданных условий даны в табл. 1.12.

С помощью алгоритма из [162] были определены весовые коэффициенты для принятых критериев. Значения весовых коэффициентов оказались следующими: $\lambda_\alpha = 0,25$; $\lambda_\tau = 0,083$; $\lambda_\beta = 0,267$; $\lambda_\eta = 0,067$; $\lambda_\gamma = 0,233$; $\lambda_\delta = 0,1$.

Значения полезностей вариантов решений, найденных по (1.21) с учетом (1.20) и (1.34), приведены в табл. 1.13. Эти значения являются общими полезностями для коалиции из трех рассматриваемых игроков, т.е. имеют смысл характеристических функций для вектора Шепли.

Таблица 1.12. Оценки решений по различным критериям и для разных внешних условий для одной компании

Критерий	Вариант решений	Внешние условия			
		A	B	C	D
α	1	13,5	13,5	1849,5	1849,5
	2	11,7	11,7	1602,9	1602,9
	3	12,6	12,6	1726,2	1726,2
τ	1	79,1	86,1	82,1	89,3
	2	87,2	98,9	93,4	107,1
	3	83,1	92,5	87,7	98,2
β	1	3016,0	4524,0	3317,6	4825,6
	2	3317,6	5428,8	3619,2	5730,4
	3	3166,8	4976,4	3468,4	5278,0
η	1	58,1	58,1	60,4	60,4
	2	52,5	52,5	52,5	52,5
	3	55,3	55,3	56,4	56,4
γ	1	1,0	1,5	1,1	1,6
	2	1,1	1,8	1,2	1,9
	3	1,05	1,65	1,15	1,75
δ	1	0,9996	0,9996	0,9974	0,9974
	2	0,9997	0,9997	0,9991	0,9991
	3	0,9996	0,9996	0,9989	0,9989

Рис. 1.7 показывает значения составляющих вектора Шепли для игроков, вычисленные в соответствии с (1.35). Как видно из рисунка, вариант 1 неприемлем для второго игрока: имеет место очень низкое значение составляющей

вектора Шепли для этого игрока по сравнению с другими. Этот вариант является лучшим для первого игрока и может быть приемлемым для третьего, так как значение составляющей вектора Шепли по первому варианту для третьего игрока близко к соответствующим значениям для него по остальным вариантам решений. Вариант 2 наиболее приемлем для второго игрока и третьего, поскольку значения составляющих вектора Шепли достаточно близки к другим вариантам. Вариант 3 предпочтителен для третьего игрока, более или менее приемлем для первого, но менее приемлем для второго игрока.

Таблица 1.13. Значения полезностей вариантов решений для одной компании

Вариант решения	Значение полезности
1	0,4966
2	0,6330
3	0,5909

Таким образом, вариант 2 является наиболее предпочтительным для всей коалиции, однако второй игрок должен внести некоторые "концессионные платежи", как это предусмотрено теорией кооперативных игр [166, 167], которые будут распределены между первым и третьим игроками, поскольку для них вариант 2 не является наилучшим.

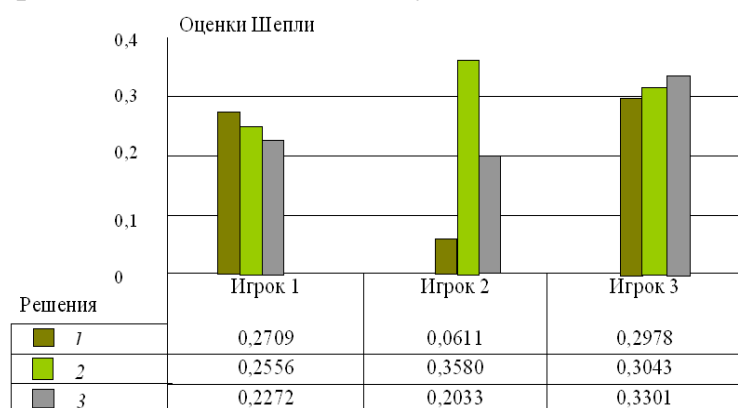


Рис. 1.7. Оценки Шепли для случая одной компании

Случай двух взаимодействующих электроэнергетических компаний. Рассматривается скоординированное развитие двух электроэнергетических компаний, каждая из которых снабжает электроэнергией потребителей на обслуживаемой ею территории, причем первая компания может продавать избыточную электроэнергию второй компании, предусматривая для

этого дополнительное развитие своих генерирующих мощностей, а вторая компания может либо покупать электроэнергию у первой, либо развивать собственные генерирующие мощности. Задача состоит в выборе варианта развития, при котором игроки могут вступить в коалицию для его реализации.

Сценарии внешних условий для первой компании по аналогии с предыдущим случаем, но с некоторыми изменениями имеют вид:

А) максимум электропотребления без продажи электроэнергии при минимальных ценах на топливо;

В) минимум электропотребления без продажи электроэнергии при максимальных ценах на топливо;

С) максимум электропотребления с продажей электроэнергии при минимальных ценах на топливо;

Д) минимум электропотребления с продажей электроэнергии при максимальных ценах на топливо.

Сценарии внешних условий для второй компании аналогичны за исключением того, что вместо продажи электроэнергии компания ее покупает.

На первом этапе каждая компания рассматривается отдельно. При этом учитываются лишь сценарии А и В. Анализ выполняется аналогично предыдущему случаю.

Для каждой компании рассматриваются три аналогичные предыдущему случаю варианта развития генерирующих мощностей, при этом удельные капитальные затраты и удельный расход топлива для второй компании несколько больше, чем для первой, в силу объективных условий.

Варианты решений оцениваются с использованием тех же шести критериев, что и в предыдущем случае.

Значения полезностей и ранжировка вариантов решений для обеих компаний при заданных условиях даны в табл. 1.14. Как видно из таблицы, вариант 2 предпочтителен для обеих компаний, поэтому далее он принимается в качестве базового и ему присваивается номер 1.

Таблица 1.14. Значение полезностей и ранжирование вариантов решений для двух компаний, автономное рассмотрение

Вариант решения	Полезность и ранжирование вариантов (в скобках)	
	Компания 1	Компания 2
1	0,4195(3)	0,4145(3)
2	0,6082(1)	0,5296(1)
3	0,5284(2)	0,4639(2)

Второй этап для условий скоординированного (совместного) развития обеих компаний проводится при учете всех четырех сценариев внешних условий. Дополнительно к базовому варианту рассматриваются три варианта с продажей электроэнергии компанией 1 компании 2. Эти варианты представлены в табл. 1.15, причем, как видно из таблицы, цена на продаваемую электроэнергию зависит от ее количества нелинейно. Планируя продажу электроэнергии, компания 1 должна предусматривать ввод дополнительных генерирующих мощностей.

Цена на электроэнергию в вариантах 2–4 табл. 1.15 учитывает затраты на ее производство и передачу. Следует также отметить, что вариант 4 в табл. 1.15 соответствует полному обеспечению прироста потребности в электроэнергии для потребителей, обслуживаемых компанией 2.

На данном этапе не учитываются критерии η и δ , так как рассматриваемые варианты решений практически идентичны с точки зрения этих критериев. Кроме того, критерий τ (стоимость топлива) в данном случае имеет более широкий смысл и отражает текущие затраты в целом с учетом как затрат на топливо, так и затрат, связанных с торговлей электроэнергией.

Таблица 1.15. Варианты торговли электроэнергией

Вариант решения	Дополнительные мощности, МВт	Цена электроэнергии, долл./кВт·ч
2	100	0,012
3	70	0,013
4	122	0,011

Результаты расчетов по принятым вариантам решений для компаний 1 и 2 при заданных внешних условиях с позиций оцениваемых критериев приведены в табл. 1.16. В табл. 1.17 даны значения полезностей вариантов для каждой компании и ранжировка вариантов.

Проанализируем результаты для начальной ситуации (табл. 1.16 и 1.17, далее она будет трансформироваться). Очевидно, что для компании 1 наиболее приемлемыми будут варианты 2 и 3. Вариант 4, наиболее подходящий для компании 2, невыгоден для компании 1 в силу больших капвложений и текущих затрат. Следовательно, компания 1 не согласится на коалицию с системой 2 при варианте 4. Таким образом, коалиция возможна при вариантах 2 или 3.

С помощью оценки Шепли по формуле (1.36) можно оценить вклад каждого участника коалиции при формировании коалиций для того или иного варианта (рис. 1.8).

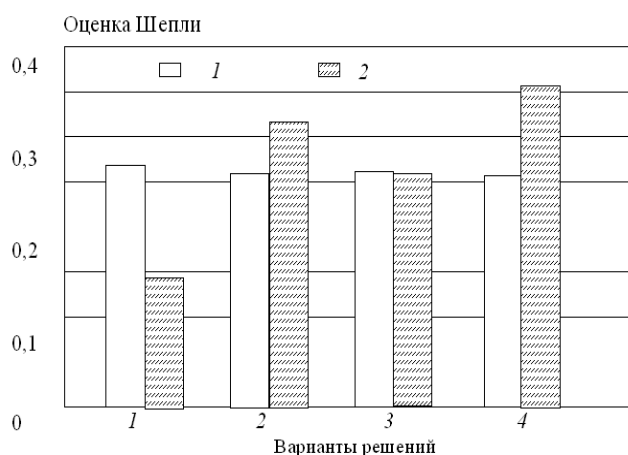


Рис. 1.8. Оценки Шепли для табл. 1.11 для компаний 1 и 2

Для выравнивания ситуации с точки зрения сближения предпочтительности вариантов для обеих компаний первая компания должна получить некоторые "концессионные платежи" [166–168]. Понятно, что компания 2 при этом будет иметь некоторый проигрыш по сравнению с начальными вариантами. Выравнивание ситуации выполним за счет повышения цены на продаваемую электроэнергию.

Табл. 1.18 дает новые значения полезностей и новую ранжировку вариантов при увеличении цены продаваемой электроэнергии до 0,018 долл./кВт·ч для каждого варианта. Очевидно, что для обеих компаний предпочтителен вариант 4. Однако полезность данного варианта для компании 2 существенно снижается по сравнению с табл. 1.17 (хотя и остается лучшей), поскольку цена на электроэнергию выросла и компании 2 уже не так выгодно покупать электроэнергию у компании 1.

Табл. 1.19 представляет новую ситуации при увеличении цены на продаваемую электроэнергию до 0,022 долл./кВт·ч для каждого варианта. Результат ясен для обеих компаний. Значения полезностей вариантов 2–4 для компании 1 почти совпадают, однако наиболее предпочтительным остается вариант 4. Фак-

тически результаты оценок для компании 1 являются балансирующими: малейшее отклонение условий для нее может изменить ранжировку вариантов.

Таблица 1.16. Оценка решений по различным критериям и для разных внешних условий для двух компаний

Критерий	Вариант решения	Внешние условия			
		A	B	C	D
Для компании 1					
α	1	11,7	11,7	1602,9	1602,9
	2	141,7	141,7	1732,9	1732,9
	3	102,7	102,7	1693,9	1693,9
	4	170,3	170,3	1761,5	1761,5
τ	1	87,2	98,9	93,4	107,1
	2	89,5	101,9	95,6	110,1
	3	88,8	101,0	95,0	109,2
	4	89,9	102,5	96,1	110,8
β	1	3317,6	5428,8	3619,2	5730,4
	2	3375,0	5522,8	3660,0	5794,9
	3	3357,0	5494,6	3647,7	5775,6
	4	3387,7	5543,5	3668,9	5809,1
γ	1	0,0055	0,0063	0,0039	0,0044
	2	0,0050	0,0058	0,0035	0,0041
	3	0,0051	0,0059	0,0036	0,0042
	4	0,0049	0,0057	0,0035	0,0041
Для компании 2					
α	1	158,6	158,6	197,6	197,6
	2	28,6	28,6	67,6	67,6
	3	67,6	67,6	106,6	106,6
	4	0	0	39	39
τ	1	50,7	56,3	59,4	73,8
	2	18,7	24,3	27,4	41,8
	3	28,3	33,9	37,0	51,4
	4	11,7	17,3	20,4	34,8
β	1	6032,0	8746,4	6333,6	9349,6
	2	5015,8	7273,0	5424,1	8006,9
	3	5320,7	7715,0	5696,9	8409,7
	4	4792,3	6948,8	5224,0	7711,6
γ	1	0,0318	0,0353	0,0328	0,0408
	2	0,0183	0,0219	0,0209	0,0289
	3	0,0228	0,0263	0,0248	0,0328
	4	0,0147	0,0182	0,0177	0,0257

Таблица 1.17. Значения полезностей и ранжирование вариантов решений для двух компаний, начальная ситуация

Вариант решения	Полезность и ранжирование вариантов (в скобках)	
	Компания 1	Компания 2
1	0,5284(2)	0,2873(4)
2	0,5154(3)	0,6371(2)
3	0,5302(1)	0,5287(3)
4	0,5117(4)	0,7201(1)

Таблица 1.18. Значения полезностей и ранжирование вариантов решений для двух компаний при цене на продаваемую электроэнергию 0,018 долл./кВт·ч

Вариант решения	Полезность и ранжирование вариантов (в скобках)	
	Компания 1	Компания 2
1	0,5284(4)	0,2873(4)
2	0,5400(3)	0,6074(2)
3	0,5445(2)	0,5114(3)
4	0,5467(1)	0,6655(1)

Для компании 2 полезность варианта 4 продолжает снижаться вследствие увеличения цены покупаемой электроэнергии.

Таблица 1.19. Значения полезностей и ранжирование вариантов решений для двух компаний при цене на продаваемую электроэнергию 0,022 долл./кВт·ч

Вариант решения	Полезность и ранжирование вариантов (в скобках)	
	Компания 1	Компания 2
1	0,5284(4)	0,2873(4)
2	0,5564(2)	0,5876(2)
3	0,556(3)	0,4975(3)
4	0,5667(1)	0,6403(1)

Для более точного представления о приемлемости вариантов и поведении игроков на рис. 1.9 для условий табл. 1.19 даны оценки Шепли.

Оценим ситуацию в целом для обоих игроков.

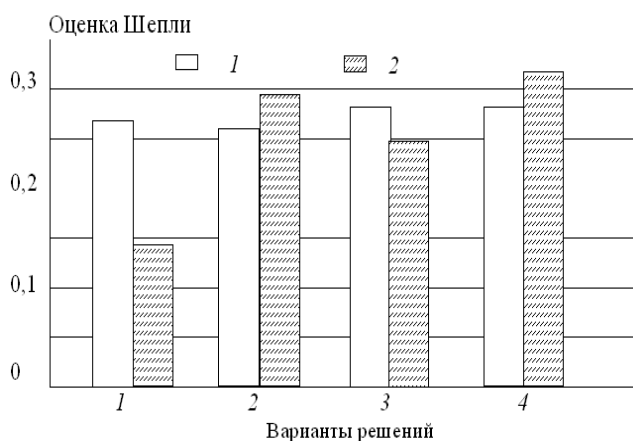


Рис. 1.9. Оценки Шепли для табл. 1.13 для компаний 1 и 2

Очевидно, что для первой компании увеличение цены продаваемой электроэнергии всегда выгодно. При этом, чем больше она продаст, тем предпочтительнее для нее. В этом плане вариант 4 при достаточно высокой цене на электроэнергию предпочтителен. Однако имеется нижняя граница цены продаваемой электроэнергии, ниже которой вариант 4 перестает быть предпочтительным для компании 1.

Для компании 2 существует верхняя предельная цена электроэнергии, выше которой ее покупка перестает быть выгодной для этой компании и она выберет вариант 1 со строительством собственных электростанций.

Количественные оценки нижней и верхней граничных цен на электроэнергию для варианта 4 в рассматриваемом смысле с учетом "концессионных платежей" дают следующие значения: нижняя цена – 0,018 долл./кВт·ч, верхняя цена – 0,3 долл./кВт·ч. Этот диапазон цен является областью, внутри которой

компании 1 и 2 могут договариваться о торговле электроэнергией в объеме, определяемом вариантом 4.

Вернемся к начальной ситуации, заданной табл. 1.16 и 1.17. Как отмечалось, для этой ситуации зависимость цены электроэнергии от ее объема нелинейна. Нелинейность определяется главным образом интересами компании 1, и она вносила бы существенное усложнение в решение рассматриваемой кооперативной игры. Однако в начальной ситуации компания 1 еще не знает о предпочтениях партнера (компании 2), в том числе о различии в оценках полезностей для собственных вводимых компанией 2 генерирующих мощностей и покупки электроэнергии у компании 1.

Поскольку после решения игровой задачи для начальной ситуации появляются количественные оценки полезностей по всем вариантам для обеих компаний, предпочтения этих игроков становятся более определенными и могут быть известны друг другу (так как рассматривается кооперация двух компаний). В этих условиях:

- варианты 2 и 3 начальной ситуации становятся неактуальными, и задача сводится к анализу двух вариантов – 1 и 4;
- первый игрок (компания 1) осознает необходимость "концессионных платежей", упомянутых выше, поскольку разница в полезностях между вариантами 1 и 4 для второго игрока существенна в пользу варианта 4;
- компромисс во взаимодействии игроков достигается в диапазоне цен на электроэнергию, определяемом верхним и нижним граничными значениями для варианта 4.

Фактически в данной задаче мы приходим к необходимости рассмотрения позиционной многошаговой игры.

1.4.6. Иерархическая игровая задача

Общий подход для случая взаимодействия государства, использующего «мягкое» регулирование развития ЭЭС, и электроэнергетических компаний (будем для определенности рассматривать вертикально интегрированные или чисто генерирующие компании и их развитие в части генерации) заключается в анализе проблемы на следующих двух уровнях [109]:

- на верхнем уровне формируется государственная политика в развитии электроэнергетики (отслеживание приоритетов для тех или иных энергетических технологий, определенных социальных требований и др.), а также вырабатываются экономические, правовые и институциональные механизмы, стимулирующие электроэнергетические компании принимать решения по их развитию с учетом приоритетов государственной политики;
- на нижнем уровне электроэнергетические компании обосновывают свои решения по развитию с учетом государственной политики в области развития электроэнергетики и механизмов ее реализации, а также координируют свои решения с решениями соседних компаний.

Для формализации рассматриваемой задачи будем использовать кооперативную иерархическую игру в нормальной форме [176] между регулирующим

уровнем – агентом A_0 – и регулируемым электросетевыми компаниями $B_\ell, \ell = \overline{1, L}$; L – количество компаний.

Для каждой электросетевой компании исходные условия определяются (1.34).

В рассматриваемой иерархической игре агент A_0 распределяет регулирующие воздействия среди игроков нижнего уровня B_1, \dots, B_L . Такими регулирующими воздействиями в данном случае могут быть бюджетные дотации, налоговые льготы, кредиты и др. Таким образом, агент A_0 выбирает L векторов регулирующих воздействий вида $w = (w_1, \dots, w_L)$ из множества

$$W = \begin{cases} w = (w_1, \dots, w_L) : w_\ell \geq 0; w_\ell \in R^n, \\ \sum_{\ell=1}^L w_\ell \leq b, b \geq 0, \end{cases} \quad (1.37)$$

где n – количество видов регулирующих воздействий, b – ограничения на возможности регулирующего агента A_0 .

Возможности компании B_ℓ определяются регулирующими воздействиями w_ℓ , получаемыми от A_0 , при этом компания B_ℓ реализует решения из множества $z_\ell(w_\ell) \in Z$. Множества $z_\ell(w_\ell)$ для всех w_ℓ включают элементы с нулевыми значениями и расширяются монотонно по включению, т.е.

$$\text{из } w'_\ell > w_\ell \text{ следует } z'_\ell(w'_\ell) \supset z_\ell(w_\ell) \quad (1.38)$$

кроме $z_\ell(0) = 0$. Последнее означает невозможность регулирования агентом A_0 при нулевых регулирующих воздействиях. В (1.38) w'_ℓ означает регулирующее воздействие, которое вводится на следующем шаге после регулирующего воздействия w_ℓ .

Пусть $z = (z_1, \dots, z_L)$ – решения по развитию компаний B_1, \dots, B_L . Платежи этих игроков при регулирующих воздействиях w_ℓ выбираются из условий

$$\varphi_\ell(z_\ell) \geq 0; \ell = \overline{1, L}. \quad (1.39)$$

Платежи игрока A_0 определяются функцией

$$f(\varphi_1(z_1), \dots, \varphi_L(z_L)) - g(w_1, \dots, w_L) \geq 0, \quad (1.40)$$

где $g(w_1, \dots, w_L)$ – неотрицательная функция, которая характеризует уровень регулирующих воздействий агента A_0 .

Регулирующий агент A_0 имеет право первого хода и тем самым определяет возможности регулируемых компаний по реализации его политики. Целью агента A_0 является минимизация его регулирующих воздействий. Целью каждого из игроков B_ℓ может быть минимум затрат на его развитие.

Решение сформулированной иерархической игровой задачи может быть выполнено следующим образом.

Пусть каждый игрок нижнего уровня имеет множество решений $i_\ell = \overline{1, I}$; $\ell = \overline{1, L}$. Исходные условия при этом определяются с учетом (1.34).

На начальном шаге (без учета регулирующего агента A_b) определяется базовое множество предпочтительных решений $i_{\ell b}$ на основе оценки многокритериальных функций полезности E_i для каждого решения. Характер игры на нижнем уровне может быть кооперативным (пример решения такой игры путем нахождения оценок вектора Шепли приведен выше).

На следующем шаге агент A_b предлагает множество регулирующих воздействий из (1.37), в результате чего формируются решения i'_{ℓ} . Это означает, что в (1.34) добавляются дополнительные решения, т.е. множество I расширяется. Далее вычисляются значения многокритериальных функций полезности $E_{i'}$ для каждой компании. Если $E_{i'}$ лучше E_i , решения оптимизируются по минимуму функции (1.39) для каждой компании, в результате чего задача оказывается решенной. Если $E_{i'}$ хуже E_i , игрок A_b модифицирует свои регулирующие воздействия в сторону создания более приемлемых стимулов для игроков нижнего уровня, после чего выполняется следующий шаг игры.

Рассмотрим пример использования метода. На нижнем уровне рассматриваются две вертикально-интегрированные электроэнергетические компании, каждая из которых снабжает потребителей электроэнергией на обслуживаемой территории. Цена на электроэнергию первой компании по объективным условиям ниже, чем второй (см. описание вариантов развития), поэтому первая компания заинтересована во вводе дополнительных генерирующих мощностей, а вторая – в покупке более дешевой электроэнергии. Верхний (регулирующий) уровень путем регулирующих воздействий стимулирует развитие нетрадиционных возобновляемых источников электроэнергии (ветровых электростанций – ВЭС).

Сценарии внешних условий для первой компании, продающей электроэнергию, представлены в табл. 1.20. Аналогичный смысл имеют сценарии внешних условий для второй компании.

Учитывая иллюстративный характер рассматриваемого примера, примем, как и ранее, вероятности реализации сценариев внешних условий одинаковыми и равными 0,25 каждый.

Варианты решений по развитию обеих компаний отличаются разным соотношением по типам вводимых генерирующих агрегатов в части используемого топлива, технологий его сжигания и др. Рассматриваются четыре варианта, отражающие разное сочетание генерирующих агрегатов на угле и на газе, причем для обеих компаний условия, формирующие это сочетание, одинаковы, однако цены на топливо для первой компании несколько ниже, чем для второй.

Решения по развитию каждой компании принимаются с учетом критериев трех групп субъектов отношений: электроэнергетических компаний, органов власти и потребителей. Каждая группа субъектов имеет одинаковые права, весовые коэффициенты для каждого критерия определяются в соответствии с методикой, изложенной выше. Решения оцениваются по следующим критериям: α – капитальные затраты (млн долл.); τ – текущие издержки (млн долл./год); β – отчисления в бюджеты (млн долл./год); γ – цены электроэнергии (цент/кВт·ч).

Первые два критерия отражают интересы электроэнергетических компаний, третий – органов власти, четвертый – потребителей.

В табл. 1.21 приведены оценки для вариантов решений на начальном шаге игры без учета регулирующего игрока A_b . Определение приемлемого в этих условиях варианта для обеих компаний возможно путем поиска компромиссного значения цены на продаваемую первой компанией электроэнергию, как это показано выше. Здесь мы не будем решать такую задачу, а примем для дальнейшего рассмотрения вариант 4.

Таблица 1.20. Сценарии внешних условий для компании, продающей электроэнергию

Сценарий	Уровни электропотребления	Цены на топливо	Продажа электроэнергии
A	max	min	нет
B	min	max	нет
C	max	min	есть
D	min	max	есть

Таблица 1.21. Оценка вариантов на начальном шаге игры

Вариант решения	Полезность и ранжирование вариантов (в скобках)	
	Компания 1	Компания 2
1	0,5284(2)	0,2873(4)
2	0,5154(3)	0,6371(2)
3	0,5302(1)	0,5287(3)
4	0,5117(4)	0,7201(1)

На последующих шагах иерархической игры при введении регулирующих воздействий агентом A_b будем рассматривать только два первых критерия – капитальные затраты α и текущие издержки τ . Это оправдано, поскольку регулирующие воздействия при принятом множестве критериев отражаются лишь на критериях, относящихся к электроэнергетическим компаниям, и практически не затрагивают интересы органов власти и потребителей.

В табл. 1.21 приведены три дополнительных варианта развития компаний с учетом стимулирования ввода 10 МВт мощности на ВЭС в первой компании в общем максимальном объеме новой вводимой генерации 122 МВт. Эти варианты различаются ценой на электроэнергию продаваемую первой компанией второй компании, и, вследствие этого, разной величиной суммарной вводимой генерации.

Результаты расчетов для компании по двум принятым на этом шаге критериям приведены в табл. 1.23. Эти результаты показывают, что компании 1 невыгодно вводить ВЭС вследствие повышенных капитальных затрат во всех дополнительных вариантах при любых внешних условиях из принятого множества.

Таблица 1.22. Новые вводы генерации для компании 1

Вариант	Вводимая мощность, МВт	Включая ВЭС, МВт
5, 6, 7	122	10

Таблица 1.23. Результаты расчетов по двум критериям для компании 1

Критерий	Вариант решения	Внешние условия			
		A	B	C	D
α	4	170,3	170,3	1761,5	1761,5
	5	192,2	192,2	1783,6	1783,6
	6	182,6	182,6	1773,8	1773,8
	7	179,3	179,3	1770,5	1770,5
τ	4	90,1	102,5	96,3	110,8
	5	89,9	107,4	96,1	110,7
	6	89,8	102,2	96,0	110,5
	7	89,7	102,1	95,9	110,4

Введение стимулирующего регулирующего воздействия в виде, например, бюджетных дотаций, в сумме 10 млн. долл. улучшает оценки полезностей для дополнительных вариантов, однако они остаются ниже, чем для варианта 4. Увеличение бюджетных дотаций до 13 млн. долл. приводит к ситуации, отраженной в табл. 1.24, когда по крайней мере один вариант (вариант 7) по полезности эквивалентен исходному варианту. Этот же вариант оказался лучшим и для компании 2. Следовательно, вариант 7 может быть принят в качестве решения игры.

Таблица 1.24. Сопоставление полезностей для вариантов развития компании 1

Вариант	Полезность
4	0,5117
5	0,5107
6	0,5115
7	0,5117

1.4.7. Анализ платежной матрицы

В [160] разработан подход для технико-экономического обоснования решений в энергетике в условиях неопределенности информации, использующий платежную матрицу. Он не только глубоко теоретически проработан, но и доведен до уровня конкретных методических рекомендаций, предназначенных для использования в проектных и научно-исследовательских организациях при обосновании решений о развитии систем и объектов энергетики [179]. Данный подход включает следующие основные этапы.

Постановка задачи. Определяется состав параметров, которые характеризуют оцениваемые варианты решений X . Выявляется состав исходных данных (вектор Θ), которые имеют неоднозначный характер и создают неопределенность выбора. Задается оценочная функция $f(X, \Theta)$, количественно характеризующая затраты (либо эффекты) вариантов решений X при рассматриваемых исходных данных Θ .

Отбор представительных сочетаний исходных данных с оценкой их вероятностей. Из вектора Θ отбирается несколько наиболее представительных сочетаний значений исходной информации $(y_s, s = \overline{1, S})$, которые будут рассмат-

риваться на последующих этапах, и оцениваются субъективные вероятности их реализации. При отборе сочетаний необходимо руководствоваться следующим [179]: а) S не должно быть очень большим; б) следует стремиться к максимальному разнообразию сочетаний; в) необходимо учитывать взаимные (корреляционные) связи между значениями отдельных исходных величин.

Вероятности реализации сочетаний исходных данных оцениваются экспертами, исходя из их опыта и интуиции, и не могут быть заданы однозначно. Поэтому намечается несколько субъективных функций (рядов) распределения $F_q(y)$, $q = \overline{1, Q}$, которые указывают вероятности p_{sq} отдельных сочетаний y_s при q -й функции распределения. Для каждого ряда F_q сумма этих вероятностей равна единице:

$$\sum_{s=1}^S p_{sq} = 1, q = \overline{1, Q}. \quad (1.41)$$

Поиск конкурирующих вариантов решений $x_i, i = \overline{1, I}$. В некоторых задачах состав конкурирующих вариантов решений очевиден или может определяться интуитивным путем. Однако возможности интуитивного выбора в значительной степени зависят от числа предполагаемых вариантов.

Для более сложных задач, в которых выбор конкурирующих вариантов не очевиден, рекомендуется вначале определять "локально – оптимальные" варианты. Они находятся путем детерминированной оптимизации параметров X для выбранных сочетаний исходных данных y_s . Полученные варианты в общем случае не охватывают всего множества вариантов, потенциально способных стать рациональными. Поэтому они дополняются "гибкими" вариантами, которые не являются оптимальными ни при одном сочетании информации, но легче, чем локально-оптимальные, подстраиваются под другие условия. В [179] приводятся рекомендации по выбору гибких вариантов.

Расчет и анализ платежной матрицы. Матрица рассчитывается с использованием принятой оценочной функции. Расчеты проводятся для всех отобранных значений x_i и y_s . Каждый отдельный расчет (для одной пары i и s) дает элемент платежной матрицы f_{is} . Для расчетов могут использоваться достаточно сложные математические модели, например, такие как СОЮЗ, ОРПЭС, позволяющие оптимизировать развитие и режимы работы разветвленных электроэнергетических систем (ЭЭС), и другие [31, 180].

Полученная матрица затрат (эффектов), обозначаемая $\|f_{is}\|$, представляет собой таблицу из I строк и S столбцов. Таким образом, каждый вариант решения x_i характеризуется строкой (вектором) значений оценочной функции f_{is} , полученных при разных сочетаниях исходных данных ($y_s, s = \overline{1, S}$). В отсутствие возможности оценки вероятностей реализации этих сочетаний, для сопоставления вариантов требуется использовать специальные критерии. Это критерии Вальда (минимаксных затрат или, соответственно, максиминных эффектов), Лапласа (минимума среднеарифметических затрат/максимума среднеарифметических эффектов), Сэвиджа (минимаксного риска), Гурвица (минимума линейной комбинации максимальных и минимальных затрат/максимума линей-

ной комбинации максимальных и минимальных эффектов) [160]. Однако если возможно оценить такие вероятности, то используется математическое ожидание затрат (эффектов) M_{iq} [179], определяемое для каждого из заданных экспертами рядов распределения F_q :

$$M_{iq} = \sum_{s=1}^S p_{sq} f_{is}, i = \overline{1, I}, \quad q = \overline{1, Q}. \quad (1.42)$$

В результате получается матрица математических ожиданий $\|M_{iq}\|$. Строки этой матрицы по-прежнему соответствуют различным вариантам решения x_i , а столбцы – разным рядам распределения F_q .

Из каждого столбца матрицы выбирается вариант, имеющий экстремальное математическое ожидание (минимальное для затрат и максимальное для эффектов):

$$\underset{i}{extr} M_{iq} \rightarrow x_q^*, q = \overline{1, Q}. \quad (1.43)$$

Если для всех столбцов (рядов распределения F_q) оптимальным оказывается один и тот же вариант (как отмечается в [179], такие случаи вполне возможны), то этот вариант и следует рекомендовать для реализации. В противном случае варианты x_q^* следует рассматривать как экономически равноценные.

Для дополнительного анализа равноэкономичных вариантов в [179] предлагается использовать критерий Вальда. Согласно этому критерию более предпочтительным считается тот вариант, у которого максимальные затраты меньше (минимальные эффекты больше).

1.4.8. Задача с непрерывной областью возможных решений

Решение задачи рассмотрим на примере выбора перспективной структуры генерирующих мощностей Единой энергетической системы страны по типам оборудования. Такая структура требуется для разных целей: последующее проектирование развития основной электрической сети ЕЭС и региональных электроэнергетических систем, структура оборудования которых должна быть оптимальной с точки зрения всей ЕЭС, прогнозирование перспективной потребности в энергетическом оборудовании и необходимого развития мощностей энергостроительной индустрии и др. [31].

Результаты решения этой задачи являются промежуточными: по ним не принимаются окончательные решения о начале строительства энергетических объектов, установлении объемов производства оборудования и т.п. Поэтому они должны быть достаточно определенными, но не обязательно однозначными. Их можно получать в виде некоторых диапазонов мощностей по группам однотипного оборудования, однако эти диапазоны должны быть рациональными и не давать большого «разброса». Такой вид результатов имеет принципиальное значение при постановке задачи и выборе схем ее решения. Отчасти это упрощает задачу, так как не требуется однозначного решения, в то же время необходим специальный подход, ориентированный на обоснование решений в

виде рациональных диапазонов мощностей оборудования.

Таким образом, в качестве конкурирующих вариантов решения данной задачи должны рассматриваться диапазоны значений X_{ijl} (установленные мощности j -о типа оборудования в i -м энергоузле при l -м варианте развития ее структуры),

$$X_{ijl\text{рац}}^{\min} \div X_{ijl\text{рац}}^{\max}; \quad i = \overline{1, I}; \quad j = \overline{1, J}. \quad (1.44)$$

В процессе расчета платежной матрицы искомое значение критериальной функции F_{is} определяется решением следующей задачи: найти X_l, Z , соответствующие минимуму затрат

$$F_{l,s} \rightarrow \min_{X_l, Z} Z_{ls}(X_l, Y_s, Z) \quad (1.45)$$

при

$$\varphi_s(X_l, Y_s, Z) \geq 0, \quad (1.46)$$

$$X_l^{\min} \leq X_l \leq X_l^{\max}. \quad (1.47)$$

Здесь Z_{ls} – приведенные затраты на развитие ЕЭС в варианте решения X_l при сочетании условий Y_s с учетом корректирующих мероприятий Z ; φ_s – вектор ограничений, определяющих s -е сочетание Y_s неоднозначных условий развития ЕЭС (обеспечение покрытия электрической нагрузки, технические ограничения на режимы работы генерирующего оборудования, балансы топлива и т.д.); X_l^{\min}, X_l^{\max} – векторы, задающие оцениваемые диапазоны установленной мощности по типам генерирующего оборудования в каждой региональной энергосистеме.

В качестве корректирующих мероприятий, обеспечивающих «подстройку» решения к возможным условиям в данной задаче, следует рассматривать территориальное размещение генерирующих мощностей, изменение пропускных способностей межсистемных линий электропередач, вводы дополнительных электростанций, режимы использования электростанций, перетоки мощности и электроэнергии по линиям электропередачи и др.

Наиболее распространены две схемы решения рассматриваемой задачи: с экспертным выбором рациональных диапазонов генерирующих мощностей и схемы, основанные на расчете и анализе платежной матрицы.

Первая схема решения задачи применяется в практике проектирования развития электроэнергетических систем. Она включает три основных этапа: выбор представительных сочетаний условий развития ЭЭС; расчет с помощью детерминированных моделей локально-оптимальных вариантов структуры мощностей для каждого сочетания условий; экспертный выбор рациональных диапазонов мощностей по типам оборудования. Эта схема наиболее проста в использовании, но и наименее строгая в методическом отношении.

Вторая схема, соответствующая указанным выше Методическим рекомендациям [179], является развитием первой. Ее первые два этапа подобны этапам первой схемы. Третий этап тоже аналогичен экспертному выбору, только вместо одного варианта диапазонов мощностей, который при первой схеме прини-

мается за рациональный, здесь намечается несколько L таких вариантов для последующего сравнения. Намечаемые варианты отличаются значениями нижних и верхних границ мощностей отдельных типов генерирующего оборудования. Затем следуют этапы: расчет платежной матрицы (размерности $S \cdot L$), ее анализ с использованием известных критериев [181] и выбор на его основе рациональных диапазонов мощностей.

Существенным недостатком второй схемы является большой объем расчетов. Поэтому число рассматриваемых решений не может быть большим. Одним из способов сокращения их числа может быть итеративный отбор оцениваемых решений, когда выявленные на очередном цикле исследования варианты служат для формирования последующих вариантов решений, пополняющих платежную матрицу. При этом наряду с содержательным технико-экономическим анализом выявленных ранее вариантов могут использоваться формализованные средства [182].

Одним из таких средств, определяющих улучшенный вариант, являются двойственные оценки ограничений (1.47), характеризующие изменение совокупных затрат по энергосистеме при единичном изменении диапазонов установленных мощностей j -о типа оборудования в i -м узле для l -о варианта решения при s -м сочетании условий

$$v_{ijls}^{\min} = \frac{dZ_{ls}}{dX_{ijl}^{\min}}, \quad v_{ijls}^{\max} = \frac{dZ_{ls}}{dX_{ijl}^{\max}}. \quad (1.48)$$

Используя эти оценки, для каждого изменения диапазонов (1.47) путем смещения нижних и верхних границ на величины ΔX_{ijl}^{\min} и ΔX_{ijl}^{\max} можно получить соответствующее изменение затрат по энергосистеме:

$$\Delta Z_{ls} = \sum_{i,j} v_{ijls}^{\min} \Delta X_{ijl}^{\min} + \sum_{i,j} v_{ijls}^{\max} \Delta X_{ijl}^{\max}, \quad (1.49)$$

а также приращения используемых критериальных функций выбора. Например, изменение критерия Лапласа определится выражением

$$\Delta F_l = \frac{1}{S} \sum_s \Delta Z_{ls}. \quad (1.50)$$

Подобные оценки позволяют организовать целенаправленный выбор вариантов решения, что уменьшает число рассматриваемых вариантов и повышает их эффективность. Однако и в этом случае объем вычислений остается достаточно большим. Снизить трудоемкость исследования можно, используя другую схему расчетов, предусматривающую не дискретное, а непрерывное описание области возможных решений. Описание этой схемы приведено ниже.

Главной особенностью рассматриваемой схемы решения задачи является отказ от дискретизации области возможных решений путем описания ее в целом с учетом автоматического выбора оптимального решения (по тому или иному критерию выбора) с одновременным рассмотрением всех представительных сочетаний неоднозначных исходных условий развития ЕЭС. Первый этап этой схемы (выбор множества неопределенных условий) аналогичен первому этапу предыдущих схем. Второй этап объединяет все последующие этапы

второй схемы путем использования единой математической модели. При этом этап окончательного выбора решения задачи существенно упрощен – после анализа полученных результатов возможны лишь некоторые экспертные уточнения на основании учета дополнительных не формализованных факторов.

Предлагаемая схема решения задачи требует качественного изменения используемой математической модели, поскольку в ней должны быть описаны одновременно все рассматриваемые представительные сочетания неоднозначных условий развития системы $Y_s, s=1, \dots, S$, представлена вся область возможных решений задачи (все X_i) и описано рациональное решение (ширина рациональных диапазонов генерирующих мощностей по типам оборудования), а в качестве целевой функции должен использоваться определенный критерий выбора решений [181].

Известны близкие постановки решения многоэтапных задач линейного программирования были в свое время предложены Дж. Данцигом и А. Маданским [183, 184]. Основные отличия описываемой ниже предлагаемой математической модели от этих постановок состоят в следующем:

- в качестве искомых решений рассматриваются диапазоны мощностей определенной ширины – в моделях Данцига–Маданского решение однозначно, ширина диапазона равна нулю;

- модель Данцига–Маданского ориентирована на один критерий оптимальности – минимум математического ожидания затрат, в предлагаемой модели возможно использование и других критериев.

Формальное описание модели следующее [182].

Требуется определить рациональные диапазоны мощностей X^{\min}, X^{\max} по типам генерирующего оборудования в каждой региональной энергосистеме заданной ширины N :

$$X^{\min} - X^{\max} \leq N, \quad (1.51)$$

удовлетворяющие внешним и внутренним ограничениям во всех рассматриваемых сочетаниях условий $Y_s, s=1, \dots, S$,

$$\Phi_s(X, Y_s, Z) \geq 0, \quad s=1, \dots, S, \quad (1.52)$$

где

$$X^{\min} \leq X \leq X^{\max}, \quad (1.53)$$

и обеспечивающие минимум критериальной функции выбора (например, критерия Лапласа)

$$\min_{X, Z} \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S Z_s(X, Y_s, Z). \quad (1.54)$$

Здесь $Z_s(X, Y_s, Z)$ – приведенные затраты на развитие ЭЭС по варианту X в условиях Y_s с учетом корректирующих мероприятий Z ; $X, X^{\min}, X^{\max}, N, Z$ – векторы $\{X_{ijs}\}, \{X_{ij}^{\min}\}, \{X_{ij}^{\max}\}, \{N_{ij}\}, \{Z_{kis}\}$, где X_{ijs} – установленная мощность j -го типа оборудования в узле i при s -м сочетании условий; $(X_{ij}^{\min} - X_{ij}^{\max})$ – рациональные диапазоны мощностей j -го типа оборудования в i -м узле; N_{ij} – предельная ширина диапазона; Z_{kis} – корректирующее мероприятия вида k в i -м узле

при s -м сочетании условий; Φ_s – векторы ограничений, определяющие сочетания неопределенных условий Y_s .

В качестве критериальной функции могут использоваться и другие критерии принятия решений:

средневзвешенных затрат

$$\min_{X,Z} \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S P_s Z_s(X, Y_s, Z), \quad (1.55)$$

где P_s – условная вероятность s -го сочетания условий; минимаксных затрат (критерия Вальда)

$$\min_{X,Z} \max_s Z_s(X, Y_s, Z). \quad (1.56)$$

В последнем случае модель принимает вид

$$\min Z^{\max} \quad (1.57)$$

при

$$Z_s(X, Y_s, Z) \leq Z^{\max}, \quad s=1, \dots, S, \quad (1.58)$$

в условиях (1.52)-(1.53).

Можно использовать также критерий минимаксного риска (Сэвиджа)

$$\min_{X,Z} \max_s R_s(X, Y_s, Z) \quad (1.59)$$

где

$$R_s(X, Y_s, Z) = Z_s(X, Y_s, Z) - Z_s^{\min}(X, Y_s, Z). \quad (1.60)$$

Однако при этом предварительно должны быть определены для каждого сочетания условий $s=1, \dots, S$ значения $Z_s^{\min}(X, Y_s, Z)$ в результате решения S задач вида

$$Z_s^{\min}(X, Y_s, Z) = \min_{X,Z} Z_s(X, Y_s, Z) \quad (1.61)$$

при $\Phi_s(X, Y_s, Z) \geq 0, s=1, \dots, S$, и ограничениях (1.52)-(1.53).

В качестве иллюстраций в табл. 1.25 приведены некоторые результаты решения рассматриваемой задачи одного из перспективных уровней развития ЕЭС России по предлагаемой схеме (вариант 1 в табл. 1.25) и по схеме, основанной на расчете и анализе платежной матрицы (вариант 2). В качестве неопределенных условий выбраны четыре сочетания внешних условий развития системы, различающиеся уровнем электропотребления (для первого и второго условий – низкий, для третьего и четвертого – высокий), плотностью графиков электрической нагрузки (плотных для четных условий), соответствующими ограничениями по условиям топливоснабжения и т.д.

Для каждого варианта в таблице приведены соответствующие диапазоны мощностей по типам генерирующего оборудования (показаны только маневренные типы), установленные мощности электростанций с учетом сочетаний условий и двойственные оценки диапазонов, характеризующие эффективность их использования при отдельных сочетаниях условий и в целом.

Вариант 1, полученный по модели (1.51) – (1.61), является оптимальным с учетом всех рассматриваемых сочетаний условий по критерию Лапласа, а также по критерию минимаксных затрат. Признаком оптимальности являются ну-

левые значения средних оценок диапазонов мощностей оборудования.

Таблица 1.25. Сопоставительные расчеты перспективной структуры генерирующих мощностей ЕЭС при разных схемах решения задачи

Показатель	Тип	Диапазон, млн. кВт	Сочетание условий				В сред- нем
			1	2	3	4	
Вариант 1 (схема расчетов на базе предложенной модели)							
Установленная мощность, млн кВт	ППКЭС	6-7	6	6	7	7	–
	ГТУ	4-5	5	4	5	4	–
	ГАЭС	2-3	2	2	3	2,5	–
	Итого		13	12	15	13,5	–
Оценки диапазонов мощностей, руб./кВт	ППКЭС	6-7	0	-7	4	3	0
	ГТУ	4-5	2	-8	5	2	0
	ГАЭС	2-3	-0,5	-1,5	2	0	0
Переменная часть функционала, млн руб.			1035	10	3200	2740	1746
Вариант 2 (схема анализа платежной матрицы)							
Установленная мощность, млн кВт	ППКЭС	5-6	5,5	5	6	6	–
	ГТУ	2-3	3	2	3	3	–
	ГАЭС	3-4	3	3	3,5	3	–
	Итого		11,5	10	12,5	12	–
Оценки диапазонов мощностей, руб./кВт	ППКЭС	5-6	0	-5	10	4	3
	ГТУ	2-3	4	-6	17	5	5
	ГАЭС	3-4	-1	-7	0	-2	-2,5
Переменная часть функционала, млн руб.			1050	0	3250	2750	1762

Приведенный для сравнения вариант 2 характеризуется меньшим общим уровнем маневренного оборудования и нерациональным соотношением мощностей по его типам. Этот вариант можно улучшить, увеличив долю полупиковых КЭС (ППКЭС) и газотурбинных электростанций (ГТУ) при снижении мощности гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС).

1.4.9. Нечеткая платежная матрица

При построении традиционной платежной матрицы достаточно затруднительной и плохо формализуемой процедурой является отбор представительных сочетаний исходных данных. Поэтому следует сократить число этих сочетаний и упростить их (уменьшить количество неопределенных факторов в каждом сочетании). В предлагаемом подходе нечеткой платежной матрицы это корректно осуществляется, не снижая при этом числа учитываемых неопределенных факторов, путем "переноса" их части из сочетаний исходных данных в элементы платежной матрицы, когда последние представляются в виде нечетких множеств.

Также при построении платежной матрицы требуется оценка вероятности реализации заданных сочетаний исходных данных. Эти сочетания, как правило,

не имели место в прошлом. В то же время, как показали исследования психологов [185], человек (даже если он является экспертом в своей области) не может дать достоверных однозначных оценок субъективных вероятностей подобных событий. Поэтому в [179] предлагается экспертно назначать несколько субъективных функций распределения. Однако неоднозначное задание вероятностей приводит к тому, что вместо нескольких столбцов, характеризующих сочетания исходных данных, появляется несколько столбцов, соответствующих разным рядам распределения. Хотя во втором случае число столбцов, как правило, меньше, чем в первом, тем не менее, неопределенность выбора (хотя и в меньшей степени) сохраняется.

В связи со сказанным, в предлагаемом подходе неопределенность субъективных вероятностей учитывается посредством их представления в виде нечетких множеств. Такое представление предлагалось выполнять, в частности в [186]. Нечеткие множества описываются функциями принадлежности (ФП) [166]. При их построении, в отличие от функций распределения вероятностей, к эксперту не предъявляется жестких требований определения абсолютных значений функции. Он должен лишь упорядочить значения из интервала неопределенности, назначая более возможным из них бóльшие значения функции принадлежности [166]. Поэтому представление экспертной информации в виде нечетких множеств и построение ФП является более предпочтительным, чем задание нескольких функций распределения субъективных вероятностей, с точки зрения адекватности возможностям экспертов.

В общем виде задача обоснования решений в условиях неопределенности может быть поставлена следующим образом. Имеются конкурирующие варианты решений (вводы электростанций, их параметры, сценарии перспективного развития энергосистем и т.д.) $X_i, i = \overline{1, I}$, где I – число вариантов. Исходные данные, включающие условия развития систем и объектов энергетики и показатели, характеризующие варианты решений, представлены множеством неопределенных исходов Θ . Для сопоставления вариантов решений $X_i, i = \overline{1, I}$ используется оценочная функция затрат либо эффектов f (в зависимости от постановки задачи). Необходимо определить наиболее эффективные варианты решения X^* , обеспечивающие экстремальные значения оценочной функции f (минимальные в случае функции затрат, максимальные для функции эффектов), при имеющейся неопределенности исходных данных Θ :

$$\underset{i}{extr} \{ f(x_i, \mathcal{G}), x_i \in X, \mathcal{G} \in \Theta \} \rightarrow x^*. \quad (1.62)$$

Поиск данного экстремума затруднен тем, что каждому варианту решения, вследствие неопределенности информации, соответствует не одно значение оценочной функции, а некоторое их множество. Поэтому для сопоставления таких решений требуется привлечение и разработка специальных процедур и алгоритмов, которые рассматриваются ниже.

Приведенное ниже описание предлагаемого подхода в целом соответствует логике описания традиционной платежной матрицы [160, 179]. При этом дела-

ется акцент на новые моменты, а постановка задачи и формирование конкурирующих вариантов решений здесь не рассматриваются. Предлагаемый методический подход представлен последовательностью этапов.

Первый этап. Неопределенные факторы, учитываемые при решении рассматриваемой задачи, естественным образом разделяются на две принципиально различающиеся группы. К первой относятся внешние факторы, характеризующие условия развития и функционирования энергетических объектов и систем. Это уровни и режимы электропотребления, ставки дисконтирования и т.д. Во вторую группу входят показатели, которые характеризуют собственно конкурирующие варианты решений. Они включают технико-экономические характеристики вариантов, в том числе коэффициент полезного действия энергоустановок, капиталовложения, ежегодные издержки и др.

В связи со сказанным, все множество намеченных к рассмотрению значений неопределенных данных Θ разбивается на два подмножества – Θ_1 и Θ_2 ($\Theta = \Theta_1 \cup \Theta_2$). К Θ_1 относят неопределенные исходы условий развития систем и объектов энергетики. Иначе говоря, Θ_1 состоит из совокупности подмножеств

$$\Theta_c, c = \overline{1, C}, (\Theta_1 = \bigcup_{c=1}^C \Theta_c), \quad (1.63)$$

где Θ_c – подмножество неопределенных значений некоторого условия c , C – число рассматриваемых условий.

Подмножество Θ_2 включает неопределенные исходы технико-экономических показателей вариантов решений

$$\Theta_2 = \bigcup_{i=1}^I \bigcup_{r=1}^R \Theta_{ir}, \quad (1.64)$$

где Θ_{ir} – множество значений из интервала неопределенности r -го показателя i -го варианта, R – число рассматриваемых показателей, I – количество вариантов решений.

Второй этап. Неопределенные факторы первой группы задаются традиционно в виде представительных сочетаний исходных данных, формирующих столбцы платежной матрицы. Для этого из всех подмножеств $\Theta_c = \overline{1, C}$, образующих Θ_1 , отбираются отдельные элементы $J_c, c = \overline{1, C}$, из которых формируются представительные сочетания условий $y_s, s = \overline{1, S}$. Отбор и формирование осуществляются с учетом требований, частично изложенных выше при описании традиционной платежной матрицы [179].

Третий этап. Неопределенные факторы второй группы задаются в виде нечетких величин: нечетких толерантных чисел [187], или иначе, нечетких интервалов [188]. Как отмечается в [188], нечеткие интервалы являются удобной формой представления неопределенных данных более богатой информацией, чем обычный четкий интервал. Они объединяют в себе два интервала: интервал всех возможных неопределенных значений (более широкий) и включенный в него интервал наиболее правдоподобных значений (более узкий). Интервал наиболее правдоподобных значений фактически является четким интервалом, а подынтервалы, заключенные между границами широкого и узкого интервалов и включающие значения, от наиболее правдоподобных до нереальных, являют-

ся его размытыми границами. Таким образом, нечеткие интервалы учитывают информацию о различной правдоподобности величин из всего рассматриваемого диапазона неопределенных значений. Для описания различной правдоподобности значений, принадлежащих нечеткому интервалу, используется функция принадлежности (ФП).

В данном случае ФП характеризует принадлежность множества неопределенных значений Θ_{ir} показателя $r = \overline{1, R}$ варианта решений $i = \overline{1, I}$ нечеткому множеству наиболее возможных (правдоподобных) значений этого показателя (назовем это множество НВ) и обозначается как $\mu_{\text{НВ}}(\mathcal{A}_{ir})$, $\mathcal{A}_{ir} \in \Theta_{ir}$. Построение таких ФП базируется на основных свойствах функции принадлежности нечетких множеств [185, 189] и объективном различии правдоподобности (возможности реализации) разных значений из интервала неопределенности (множества Θ_{ir}) [160]. Схема построения ФП нечетких интервалов изложена в подразделе 1.4.10, где рассматривается вопрос многокритериального выбора в нечетких условиях. Подобные функции задаются для всего множества неопределенных показателей Θ_{ir} , $r = \overline{1, R}$, $i = \overline{1, I}$.

Полученные ФП также подвергаются (L–R) – аппроксимации, то есть получают аналитическое описание с помощью функций (L–R) – типа [187]. Согласно [187], толерантные нечеткие числа (L–R) – типа полностью определяются четверкой параметров: $(\mathcal{A}_{ir}^m, \mathcal{A}_{ir}^{M'}, \Delta \mathcal{A}_{ir}^m, \Delta \mathcal{A}_{ir}^M)$, $r = \overline{1, R}$, $i = \overline{1, I}$. Первые два параметра определяют интервал, значения ФП в котором равны единице (т.е. являются наиболее возможными с точки зрения эксперта). Вторые два показателя представляют собой левый и правый коэффициенты нечеткости, соответственно. Более подробно данные параметры поясняются в подразделе 1.4.10. Такое представление нечетких показателей существенно упрощает последующие вычислительные процедуры с ФП. Оно сравнительно легко осуществимо, так как в нем используются уже известные параметры построенных ФП неопределенных показателей.

Оперируя такими числами согласно оценочной функции f , рассчитываются нечеткие элементы платежной матрицы: $(\mathcal{A}_{is}^m, \mathcal{A}_{is}^{M'}, \Delta \mathcal{A}_{is}^m, \Delta \mathcal{A}_{is}^M)$, $i = \overline{1, I}$, $s = \overline{1, S}$. Эти элементы представляют собой нечеткие затраты либо эффекты рассматриваемых вариантов $x_i, i = \overline{1, I}$ при сочетаниях внешних условий $y_s, s = \overline{1, S}$. Расчет производится с использованием специальных процедур, требующихся для выполнения арифметических операций над нечеткими величинами [57, 187]. Таким образом, в результате выполнения данного этапа получается нечеткая платежная матрица, представленная в табл. 1.26.

Четвертый этап. Выполняется анализ нечеткой платежной матрицы с целью выбора эффективных вариантов решений. В качестве критериев выбора, также, как и в традиционной платежной матрице, могут быть использованы критерии математического ожидания затрат либо эффектов (в зависимости от вида оценочной функции), Вальда, Лапласа и т.д. В «Методических рекомендациях по технико-экономическому обоснованию проектных решений в энерге-

Таблица 1.26. Нечеткая платежная матрица

$x_i \backslash y_s$	y_1	...	y_s	...	y_s
x_1	$(\vartheta_{11}^{m'}, \vartheta_{11}^{M'}, \Delta\vartheta_{11}^m, \Delta\vartheta_{11}^M)$...	$(\vartheta_{1s}^{m'}, \vartheta_{1s}^{M'}, \Delta\vartheta_{1s}^m, \Delta\vartheta_{1s}^M)$...	$(\vartheta_{1s}^{m'}, \vartheta_{1s}^{M'}, \Delta\vartheta_{1s}^m, \Delta\vartheta_{1s}^M)$
...
x_i	$(\vartheta_{i1}^{m'}, \vartheta_{i1}^{M'}, \Delta\vartheta_{i1}^m, \Delta\vartheta_{i1}^M)$...	$(\vartheta_{is}^{m'}, \vartheta_{is}^{M'}, \Delta\vartheta_{is}^m, \Delta\vartheta_{is}^M)$...	$(\vartheta_{is}^{m'}, \vartheta_{is}^{M'}, \Delta\vartheta_{is}^m, \Delta\vartheta_{is}^M)$
...
x_I	$(\vartheta_{I1}^{m'}, \vartheta_{I1}^{M'}, \Delta\vartheta_{I1}^m, \Delta\vartheta_{I1}^M)$...	$(\vartheta_{Is}^{m'}, \vartheta_{Is}^{M'}, \Delta\vartheta_{Is}^m, \Delta\vartheta_{Is}^M)$...	$(\vartheta_{Is}^{m'}, \vartheta_{Is}^{M'}, \Delta\vartheta_{Is}^m, \Delta\vartheta_{Is}^M)$

тике при неоднозначности исходной информации» [179] рекомендуется в качестве основного использовать критерий математического ожидания.

В случае использования матожидания должны оцениваться вероятности реализации отдельных условий (элементов первой группы $\vartheta_c, c = \overline{1, C}$) p_c . Как отмечалось ранее, неопределенные вероятности предполагается представлять как нечеткие множества. Построение функций принадлежности этих нечетких множеств аналогично построению ФП для нечетких показателей вариантов. В результате получаем функции принадлежности $\mu_{HB}(p_c), c = \overline{1, C}$. Данные ФП, имея форму, аналогичную функции, представленной на рис.1.10 подраздела 1.4.10, также могут быть представлены четверкой своих характерных параметров: $(p_c^{m'}, p_c^{M'}, \Delta p_c^m, \Delta p_c^M)$, $c = \overline{1, C}$. Смысл приведенных параметров описывался выше при рассмотрении нечетких показателей вариантов.

Нечеткие вероятности, в отличие от четких, не удовлетворяют требованию равенства единице суммы вероятностей полной группы событий. Однако, для вероятностей, описываемых выпуклыми нормализованными нечеткими множествами, имеет место следующее соотношение [190]:

$$\sum_{c=1}^{C_h} \bar{p}_c = 1, \quad (1.65)$$

где \bar{p}_c – значение из интервала неопределенности нечеткой вероятности реализации c -го условия, такое, что $\mu_{HB}(\bar{p}_c) = 1$; C_h – число событий (условий), образующих полную группу (в данном случае к событиям, образующим полную группу, относятся, например, сооружение линии электропередач – ЛЭП и отказ от этого сооружения).

Как видно из рис.1.10 п. 1.4.10, ФП, которая также описывает нечеткую вероятность, является выпуклой и нормализованной. Поэтому, при определении нечетких вероятностей условий, составляющих полную группу событий, необходимо учитывать требование (1.65).

Далее, для каждого сочетания условий $y_{s, s = \overline{1, S}}$ перемножаются вероятности реализации отдельных условий, входящие в соответствующее сочетание.

Поскольку эти вероятности представлены как нечеткие толерантные числа, то для их перемножения используются специальные процедуры [57, 187]. В результате, определяются нечеткие оценки вероятностей \tilde{p}_s для всех сочетаний S : $(p_s^{m'}, p_s^{M'}, \Delta p_s^m, \Delta p_s^M), s = \overline{1, S}$.

Матожидание для случая нечетких затрат (эффектов) и вероятностей также является нечетким. Подобный случай рассматривался еще в [186]. Для расчета нечетких матожиданий также требуется использование процедур из [57, 187]. В результате расчетов каждому варианту решения $x_i, i = \overline{1, I}$ ставится в соответствие одно нечеткое значение математического ожидания $\tilde{M}_i, i = \overline{1, I}$.

$$\tilde{M}_i = \sum_{s=1}^S (p_s^{m'}, p_s^{M'}, \Delta p_s^m, \Delta p_s^M) \cdot (\vartheta_{is}^{m'}, \vartheta_{is}^{M'}, \Delta \vartheta_{is}^m, \Delta \vartheta_{is}^M) = (M_i^{m'}, M_i^{M'}, \Delta M_i^m, \Delta M_i^M), i = \overline{1, I}. \quad (1.66)$$

Далее нечеткие матожидания сопоставляются между собой. В [188] доказывается, что для сопоставления нечетких величин между собой требуется четыре признака сравнения: а) необходимость строгого превосходства (обозначается как NS); б) возможность превосходства (PSE); в) необходимость превосходства (NSE); г) возможность строгого превосходства (PS). Анализ данных признаков с учетом особенностей задач технико-экономического обоснования решений по развитию систем и объектов энергетики показал, что для таких задач наиболее приемлемыми и эффективными признаками сравнения вариантов являются признаки возможности превосходства (PSE) и необходимости превосходства (NSE). Что касается остальных признаков, то NS является слишком «грубым», не позволяя выявить рациональные варианты решений в условиях неопределенности, имеющейся для рассматриваемых задач, когда даже интервалы наиболее возможных значений матожиданий $[M_i^{m'}, M_i^{M'}], i = \overline{1, I}$ могут пересекаться. Признак сравнения PS, являясь аналогом оптимистического критерия выбора «миниминных» затрат [160], учитывает лишь наиболее благоприятные стечения обстоятельств – реализацию из всего диапазона неопределенности только минимальных затрат или максимальных эффектов.

Признак возможности превосходства PSE_i позволяет различать варианты решений при частичном пересечении внутренних интервалов $[M_i^{m'}, M_i^{M'}], i = \overline{1, I}$. Если PSE_i не дает возможности выявить приемлемо узкий круг рациональных вариантов решений, то следует использовать признак необходимости превосходства. NSE_i позволяет более детально проанализировать интервалы неопределенности в зоне максимальных затрат (минимальных эффектов) и выявить среди неразличимых по предыдущему признаку вариантов решений лучший (лучшие).

В связи со сказанным выше для осуществления выбора среди нечетких матожиданий используется признак необходимости превосходства. Полученный на основе [188] для функции затрат, он рассчитывается следующим образом:

$$NSE_i = \max[0, \min_{j, j \neq i} (1, \frac{M_j^{M'} - M_i^{M'} + \Delta M_i^M}{\Delta M_j^M + \Delta M_i^M})], \quad i = \overline{1, I} \quad (1.67)$$

Чем больше значение признака сравнения, тем лучше вариант решения. Максимальным значениям NSE_i соответствуют лучшие варианты.

Представленный подход нечеткой платежной матрицы позволяет облегчить решение основных проблем, возникающих при использовании традиционной платежной матрицы в части формирования сочетаний исходных данных и назначения субъективных вероятностей реализации этих сочетаний. В то же время он довольно сложен для использования, так как требует проведения большого объема вычислений. Однако эта проблема полностью решается путем разработки соответствующих компьютерных программ, позволяющих проводить исследования в интерактивном режиме, оперативно корректируя информацию и проводя многовариантные расчеты. Опыт разработки и использования такого рода программ уже есть. Поэтому в целом представляется, что предлагаемый подход может стать эффективным инструментом для технико-экономических исследований и обоснования предпроектных решений по развитию систем и объектов энергетики.

1.4.10. Нечеткий выбор в многокритериальных задачах

Предлагаемый подход к выбору вариантов решений [191, 192] относится к шестой из перечисленных выше в п. 1.4.1 групп, сочетая в себе методы второй и пятой групп.

Формально задача ставится следующим образом. Имеется некоторое дискретное множество вариантов решений $x_i, i = \overline{1, I}$, где I – количество вариантов. Каждый вариант характеризуется набором показателей $r \in R$, которые задаются неопределенно (нечетко). Целью задачи является выбор одного или нескольких эффективных вариантов. Для решения поставленной задачи предлагается последовательность этапов, представленная далее.

Построение функций принадлежности показателей. На первом этапе для каждого варианта решений неопределенные значения показателей описываются функциями принадлежности (ФП), являющимися одним из основных понятий ТНМ [166]. В упрощенном виде схема такого построения выглядит следующим образом.

Вначале эксперт задает все множество неопределенных значений Θ_{ir} некоторого показателя r варианта решений i в виде интервала неоднозначности $[g_{ir}^m, g_{ir}^M]$, где g_{ir}^m – минимальное значение показателя, а g_{ir}^M – максимальное. Затем внутри данного интервала эксперт задает некоторый более узкий интервал наиболее возможных значений $[g_{ir}^{m'}, g_{ir}^{M'}]$. Таким образом, формируется нечеткое множество наиболее возможных значений НВ [166]. Значения, находящиеся

вблизи границ исходного интервала $(g_{ir}^{m+}, g_{ir}^{M-})^1$, в наименьшей степени принадлежат нечеткому множеству НВ. Поэтому $\mu_{\text{НВ}}(g_{ir}^{m+}) \rightarrow 0$ и $\mu_{\text{НВ}}(g_{ir}^{M-}) \rightarrow 0$, поскольку минимум ФП есть нуль. Для g_{ir} , находящихся на границах интервала $[g_{ir}^m, g_{ir}^M]$, значения функции принадлежности равны нулю:

$$\mu_{\text{НВ}}(g_{ir}^m) = \mu_{\text{НВ}}(g_{ir}^M) = 0.$$

В то же время значения из средней зоны интервала $[g_{ir}^m, g_{ir}^M]$ в наибольшей степени принадлежат нечеткому множеству НВ, а значения из интервала $[g_{ir}^{m'}, g_{ir}^{M'}]$ принадлежат ему со степенью единица. Поэтому значение функции принадлежности $\mu_{\text{НВ}}(g_{ir})$ на всем протяжении интервала $[g_{ir}^{m'}, g_{ir}^{M'}]$ равно единице: $\mu_{\text{НВ}}(\bar{g}_{ir}) = 1, \bar{g}_{ir} \in [g_{ir}^{m'}, g_{ir}^{M'}]$

На участках от нуля до единицы и от единицы до нуля от эксперта не требуется определения конкретных значений $\mu_{\text{НВ}}(g_{ir})$. Для методов теории нечетких множеств достаточно информации об упорядочении объектов в пространстве [166]. Поэтому на этих участках ФП может быть определена, ставя в соответствие более возможным значениям g_{ir} бóльшие величины степени принадлежности [189]:

$$g_{ir}^t \geq g_{ir}^u \rightarrow \mu_{\text{НВ}}(g_{ir}^t) \geq \mu_{\text{НВ}}(g_{ir}^u). \quad (1.68)$$

Данное выражение задает на рассматриваемых участках ФП семейства соответственно неубывающих и невозрастающих функций, любая из которых может быть принята [189]. Исходя из удобства последующих расчетов, в качестве основных следует принять линейные функции. В случае необходимости на рассматриваемых участках ФП можно всегда дополнительно задать и рассмотреть требуемый вид функции. Полученная ФП имеет трапецевидную форму и представлена на рис.1.10.

Полученные ФП подвергаются (L–R)-аппроксимации, т. е. получают аналитическое описание с помощью функций (L-R)-типа [187]. L-функция описывает ФП на восходящем (левом) участке (см. рис. 1.10) в виде зависимости [190]

$$L(g_{ir}) = \max\left(0, 1 - \left| \frac{g_{ir}^{m'} - g_{ir}}{\Delta g_{ir}^m} \right| \right), \quad (1.69)$$

где $g_{ir} \leq g_{ir}^{m'}$; $\Delta g_{ir}^m = g_{ir}^{m'} - g_{ir}^m$ – левый коэффициент нечеткости.

R-функция описывает ФП на нисходящем (правом) участке в виде зависимости [190]

$$R(g_{ir}) = \max\left(0, 1 - \left| \frac{g_{ir} - g_{ir}^{M'}}{\Delta g_{ir}^M} \right| \right), \quad (1.70)$$

где $g_{ir} \geq g_{ir}^{M'}$; $\Delta g_{ir}^M = g_{ir}^M - g_{ir}^{M'}$ – правый коэффициент нечеткости.

¹ g_{ir}^{m+} - значения, находящиеся в некоторой малой окрестности g_{ir}^m , такие, что $g_{ir}^{m+} > g_{ir}^m$; g_{ir}^{M-} - значения, находящиеся в некоторой малой окрестности g_{ir}^M , такие, что $g_{ir}^{M-} < g_{ir}^M$.

На интервале $[\vartheta_{ir}^{m'}, \vartheta_{ir}^{M'}]$, называемом интервалом толерантности, ФП, как уже отмечалось, равна единице.

$$\mu_{\text{НВ}}(\vartheta_{ir})$$

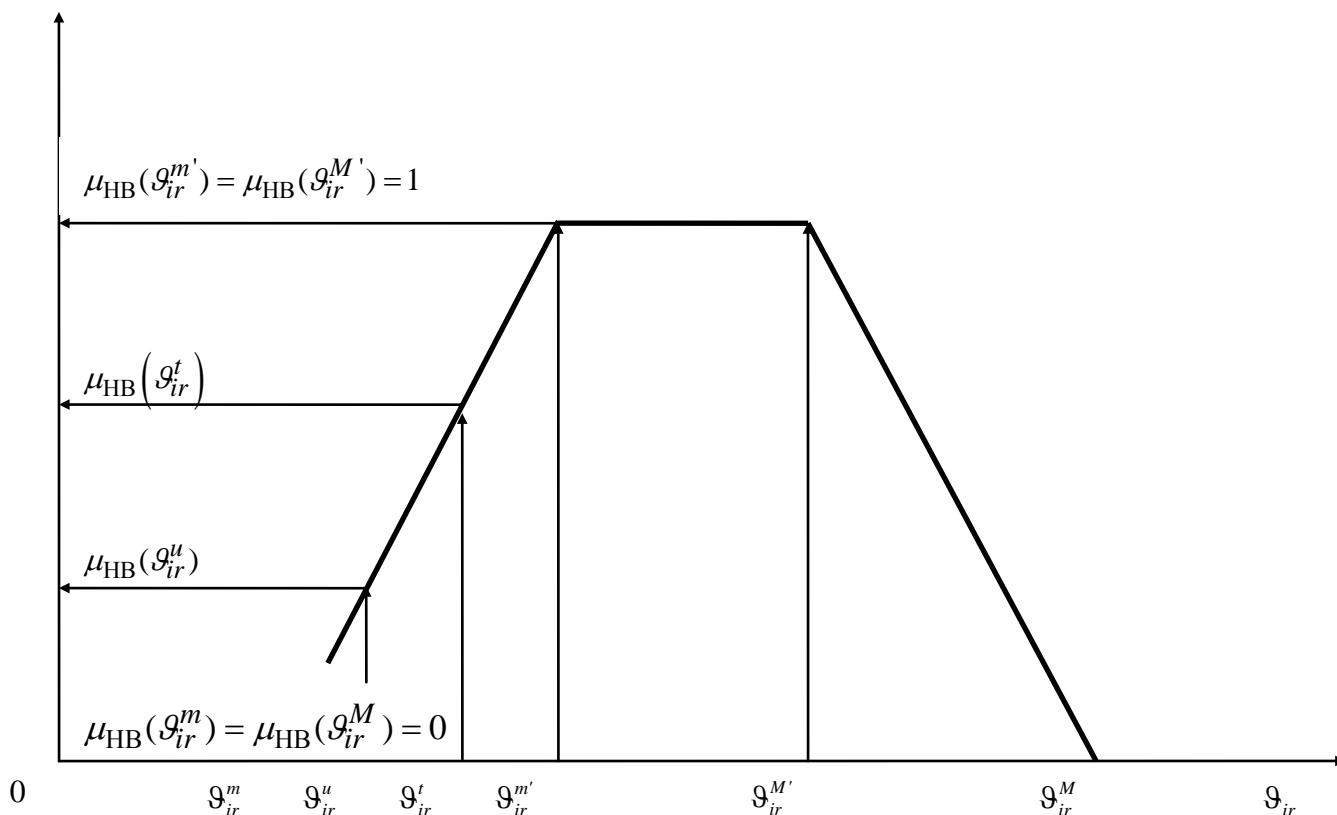


Рис.1.10. Принципиальный вид функции принадлежности

Построение функций принадлежности критериев. Вторым этапом решения поставленной задачи является построение функций принадлежности, описывающих неопределенные значения критериев.

Прежде всего следует подчеркнуть различие между показателями и критериями, характеризующими варианты решений. Показатели здесь выступают как нечто первичное по отношению к критериям. Достаточно часто критерий является «синтетическим», т.е. состоящим из нескольких показателей, которые сочетаются между собой каким-либо образом. Примером такого «составного» критерия может стать

критерий расчетных затрат, который образуют показатели капвложений и ежегодных издержек, однако в ряде случаев отдельные показатели могут выступать в качестве критериев. Например, показатель, характеризующий вредные выбросы в атмосферу тепловых электростанций может выступать в качестве одного из критериев при оценке эффективности сравниваемых вариантов решений. В данном случае функция принадлежности показателя и есть одновременно ФП критерия. В случае же «синтетического» критерия, необходимо на основе ФП показателей определить «синтетическую» функцию принадлежности критерия. Эта задача и решается на данном этапе.

Как показано выше, ФП показателя может быть представлена как функция $(L-R)$ -типа (выражения (1.69), (1.70)). Такая функция, согласно [187], определяет толерантное* нечеткое число (НЧ) $(L-R)$ -типа, которое может быть задано четверкой параметров [187]: $(\vartheta_{ir}^{m'}, \vartheta_{ir}^{M'}, \Delta\vartheta_{ir}^m, \Delta\vartheta_{ir}^M)$, $r = \overline{1, R}$, $i = \overline{1, I}$. Такое НЧ фактически является нечетким интервалом.

Далее, оперируя НЧ (складывая, умножая их и т.д.), представляющими собой нечеткие значения показателей, можно получить результирующее НЧ, являющееся нечетким значением соответствующего критерия. Операции с толерантными НЧ $(L-R)$ -типа рассмотрены в [187, 191]. Функция принадлежности полученного нечеткого числа представляет собой интересующую нас ФП «синтетического» критерия. Принципиальный вид ФП $\mu_{HB}(\vartheta_{xk})$ для варианта $x \in X$ критерия $k \in K$, где X – множество вариантов решений, K – множество критериев, по которым сравниваются эти варианты, аналогичен функции на рис.1.10.

Выделение множества Парето-эффективных вариантов осуществляется на третьем этапе. Определение множества Парето давалось ранее, а его формализация представлена выражением (1.19). Выделение области Парето во многих случаях позволяет уменьшить количество анализируемых альтернатив ($X_{\Pi} \subseteq X$), а в некоторых случаях даже выделить единственное оптимальное решение $x^* = x_{\Pi}$.

При условии, что множество альтернатив X конечно и $X_{\Pi} \neq \emptyset$, множество Парето внешне устойчиво [136]. Свойство внешней устойчивости означает, что для произвольного решения $y \in X \setminus X_{\Pi}$ всегда найдется такое $x \in X$, для которого справедливо (1.19), при этом хотя бы одно из неравенств строгое. Используя данное свойство, а также информацию о ширине интервалов неопределенности значений критериев, полученных на втором этапе $[\vartheta_{xk}^m, \vartheta_{xk}^M]$, можно сформулировать следующий принцип «отбраковки» неэффективных по Парето решений для критериев типа «затрат»:

$$\vartheta_{xk}^M \leq \vartheta_{yk}^m, k \in K, x, y \in X \quad (1.71)$$

Если хотя бы одно из неравенств (1.71) строгое, то решение y отбрасывается как неэффективное. Для критериев типа «выигрыш» данный принцип формируется следующим образом:

$$\vartheta_{xk}^m \geq \vartheta_{yk}^M, k \in K, x, y \in X \quad (1.72)$$

Причем также, если хотя бы одно из неравенств (1.72) строгое, то решение y отбрасывается как неэффективное.

Следует отметить, что последующий выбор альтернатив будет производиться из выделенного на данном этапе множества Парето (X_{Π}), что гарантирует их эффективность. Как отмечено, выделение области Парето позволяет сократить количество рассматриваемых альтернатив, однако, как правило, не настолько, чтобы неопределенность выбора стала приемлемой. Поэтому возникает необходимость в последующих этапах.

* Нечеткое число с интервалом толерантности (иначе говоря, интервалом наиболее возможных значений, ФП которых равна единице).

Определение отношений предпочтения между вариантами решений является целью четвертого этапа. Здесь будут использоваться только бинарные отношения, т.е. отношения между двумя вариантами, поэтому часто слово «бинарный» будет опускаться.

Рассмотрим способ получения бинарных нечетких отношений нестрогого предпочтения (НОНП), являющихся обобщением неметризованных отношений на случай нечеткого задания сравниваемых вариантов решений.

Под бинарным нечетким отношением нестрогого предпочтения понимается нечеткое подмножество декартова произведения $X \times X$, характеризующееся функцией принадлежности $\mu_R : X \times X \rightarrow [0,1]$, обладающей свойством рефлексивности, т.е. $\mu_R(x, x) = 1$ при любом x . Значение этой функции понимается как мера или степень выполнения отношения $R(x, y)$ [193].

Зная ФП критериев, полученных на втором этапе, можно определить НОНП между двумя любыми альтернативами x и y :

$$\left. \begin{aligned} \mu_R^k(x, y) &= \bigvee_{g_k} \left[\mu_{\leq \text{НВ}}(g_{xk}) \wedge \mu_{\text{НВ}}(g_{yk}) \right] \\ \mu_R^k(y, x) &= \bigvee_{g_k} \left[\mu_{\text{НВ}}(g_{xk}) \wedge \mu_{\leq \text{НВ}}(g_{yk}) \right] \end{aligned} \right\}, \quad (1.73)$$

где $\mu_R^k(x, y)$ – ФП НОНП, каждое значение которой показывает степень выполнения предпочтения $x \succeq y$ (x не хуже y); $\mu_R^k(y, x)$ – ФП НОНП, каждое значение которой показывает степень выполнения предпочтения $y \succeq x$ (y не хуже x); $\mu_{\leq \text{НВ}}(g_{xk})$; $\mu_{\text{НВ}}(g_{yk})$ – ФП НМ «меньше или равно НВ» ($\leq \text{НВ}$), элементы которого не лучше (хуже, либо эквивалентны) соответствующих элементов НМ НВ; \bigvee – операция взятия максимума; \wedge – операция взятия минимума.

Определяется K (по числу критериев) квадратных матриц размером $X \times X$ (по числу альтернатив), каждый элемент которых есть НОНП между соответствующими вариантами решений (см. выражение (1.73)). Например, элемент матрицы НОНП по некоторому критерию K , расположенный на пересечении i -й строки и j -о столбца показывает, с какой степенью i -я альтернатива не хуже j -й.

Следует отметить, что в случае, если варианты решений располагаются на оси некоторого критерия на удалении друг от друга, и их ФП по данному критерию не пересекаются, то НОНП превращаются в обыкновенные неметризованные отношения, которые дают информацию о том, какая альтернатива лучше, но не о том, насколько она лучше. В этом случае неопределенность информации не создает неопределенности выбора, и возможно однозначно определить предпочтительную альтернативу, несмотря на то, что она, также как и остальные, задана нечетко.

Определение степеней превосходства одного варианта решения над другим (для всех X) по каждому критерию выполняется на пятом этапе.

Понятие степени превосходства (СП) впервые было введено в [137]. В [136] по поводу возможности и области применения СП говорится, что «... они носят общий характер и могут быть применены в самых различных по содер-

жанию задачам принятия решений». В [136] СП одной альтернативы над другой для задачи принятия решений с нечеткими отношениями предпочтения вводится следующим образом:

$$\Delta^k(x, y) = \mu_R^k(x, y) - \mu_R^k(y, x), \quad x, y \in X, \quad k \in K \quad (1.74)$$

Таким образом, получаем K квадратных матриц $(X \times X)$, каждый элемент которых показывает степень превосходства одной альтернативы над другой.

Построение частных функций полезности на множестве вариантов решений для каждого критерия (частных функций полезности) является задачей шестого этапа.

Согласно доказанной в [171] теореме, если на множестве альтернатив X установлен строгий частичный порядок и множество $X \setminus X_{\approx}$ исчислимо, то существует такая вещественная функция u на X , что для всех $x, y \in X$ выполняются соотношения вида:

$$x \prec y \Rightarrow u(x) < u(y) \quad (1.75)$$

$$x \approx y \Rightarrow u(x) = u(y), \quad (1.76)$$

где \approx – отношение, определяемое как

$$x \approx y \Leftrightarrow (x \sim z \Leftrightarrow y \sim z), \quad z \in X, \quad (1.77)$$

т.е. соотношение $x \approx y$ выполняется всякий раз, когда из безразличия x по сравнению с некоторым $z \in X$ вытекает, что y также находится в отношении безразличия с z , и наоборот; X_{\approx} – множество эквивалентных в смысле (1.77) альтернатив.

Согласно [194], строгий частичный порядок обладает свойствами антирефлексивности, антисимметричности и транзитивности. В [191] показано, что степень превосходства обладает всеми указанными свойствами, что делает СП строгим частичным порядком. Кроме того, множество вариантов X конечно. В связи со сказанным, имеется принципиальная возможность построения функций полезности на множестве альтернатив по каждому критерию (т.е. частных функций полезности).

Для того чтобы определить конкретный вид этих функций, следует отметить, что совокупность значений $\Delta^k(x, y)$, $\forall y \in X$ для некоторого фиксированного x (строка x в матрице СП по критерию k) представляет собой множество оценок альтернативы x по критерию k . Поставив в соответствие данной альтернативе одну агрегированную оценку, учитывающую каким-либо образом все это множество оценок, получим значение интересующей нас функции полезности. То есть задача определения вида функции полезности сводится к задаче определения вида свертки (агрегирования) элементов строк матрицы СП.

Корректность применяемой свертки можно показать, основываясь на понятии адекватности, используемом в теории измерений [195]. Смысл данного понятия заключается в том, что «... те выводы, которые мы делаем на основании формул, выбранных для упорядочений, не меняются, если к измерениям применить произвольное строго возрастающее преобразование» [196]. Строгое определение адекватности вводится следующим образом [197]. Утверждение

$F(x)R0$ (F – числовая функция на X ; X – множество действительных чисел, характеризующих сравниваемые альтернативы, R – одно из отношений типа $<, =, >$), или набор таких утверждений называется адекватным, если для любого φ (φ – класс допустимых преобразований) утверждения $F(x)R0$ и $F(\varphi(x))R0$ эквивалентны.

Если под $F(x)$ понимать некоторую свертку элементов строк матрицы СП, то опираясь на данное определение, можно показать, что любое линейное положительное преобразование $\varphi(x) = \alpha \cdot x + \beta, \alpha > 0$ является допустимым относительно среднего арифметического [194]. Иначе говоря, если $\Delta^k(x, y), \forall y \in X$ заданы в шкале интервалов (т.е. разрешенными для них являются любые преобразования вида $\varphi(x) = \alpha \cdot x + \beta, \alpha > 0$, что может быть показано), то использование среднего арифметического в качестве искомой свертки корректно.

Согласно исследованиям психологов [198], функция выявленного предпочтения ЛПР близка к одной из средневзвешенных, причем чаще всего – к линейной функции. Следует также отметить, что проведенный в [191] анализ показал, что другие основные виды свертки (среднее квадратичное, среднее геометрическое и среднее гармоническое) не могут быть использованы в качестве свертки элементов матрицы СП.

Принимая во внимание все вышесказанное, можно представить частную функцию полезности, характеризующую оцениваемый вариант решений x по некоторому критерию k в следующем виде:

$$u^k(x) = \sum_{y \in X} \Delta^k(x, y), x \in X, k \in K, \quad (1.78)$$

Построение результирующей функции полезности на множестве вариантов решений по всем критериям выполняется на последнем этапе.

Данная функция должна учитывать вид частных функций полезности $u^k(x)$, построенных на предыдущем этапе для всех критериев, а также информацию о предпочтительности самих критериев. Представляется очевидным следующее утверждение: чем менее предпочтительным является некоторый критерий, тем меньшее участие должна принимать соответствующая ему частная функция полезности в результирующей. Т.е. функция полезности менее предпочтительного критерия должна входить в результирующую функцию в некотором соответственно уменьшенном «масштабе». При этом, такие «масштабные» коэффициенты должны определяться степенью предпочтительности соответствующих критериев. В [191], опираясь на изложенное предположение, предлагается способ определения коэффициентов важности критериев.

Прежде всего, следует отметить, что эксперты, как правило, формулируют свои предпочтения в лингвистической форме, например: «критерий K_1 предпочтительнее критерия K_2 ». Зачастую эксперт может высказываться более определенно, скажем: «критерий K_1 в малой степени предпочтительнее критерия K_2 ». Данную формулировку можно переписать в несколько ином виде: «предпочтение $K_1 \succ K_2$ выполняется в малой степени» или «степень выполнения

предпочтения $K_1 \succ K_2$ – малая». Отсюда видно, что эксперт фактически задает степень выполнения нечеткого отношения строгого предпочтения (НОСП)* в лингвистическом описании.

В работе [199] утверждается, что для эффективного оперирования лингвистическими значениями предпочтений достаточно ограничиться термножеством** $T = \{ \text{"строго эквивалентно"}, \text{"почти эквивалентно"}, \text{"несколько предпочтительнее"}, \text{"значительное предпочтительнее"} \}$.

Ввиду того, что лингвистическая форма описания предпочтения вполне естественна и удобна для эксперта, но не совсем удобна для использования в расчетах, целесообразно лингвистические значения предпочтительности представить в числовой форме. Сделать это можно, принимая во внимание, что, во-первых, лингвистическая шкала является шкалой равноделения [187], во-вторых, множество значений функции принадлежности нечеткого отношения строгого предпочтения между критериями $\mu_R^c(k_i, k_j)$ всегда принадлежит интервалу $[0, 1]$, и наконец, в-третьих, более сильной степени предпочтения необходимо ставить в соответствие большее числовое значение.

С учетом выдвинутых требований в [191] формируется числовая шкала предпочтений. Она предъявляется эксперту с тем, чтобы он выбрал подходящее, с его точки зрения, лингвистическое (а значит, и числовое) значение степени предпочтения более важного критерия над менее важным. Для проверки устойчивости результатов необходимо проводить расчеты не только для числовых значений на этой шкале, но и для значений, находящихся в некоторой достаточно малой их окрестности. Причем размеры этой окрестности в общем случае не оговариваются, а определяются каждый раз индивидуально.

Используя разработанную шкалу, эксперт устанавливает на всем множестве критериев K нечеткий строгий порядок. Причем, следует отметить, что данный порядок включает в себя в качестве крайних частных случаев, с одной стороны, эквивалентность критериев (при $\mu_R^c(k_i, k_j) = 0$) с другой – лексикографическое упорядочение критериев (при $\mu_R^c(k_i, k_j) = 1$). На основе полученных нечетких отношений строгого предпочтения можно определить нечеткие отношения эквивалентности (НОЭ) [193]:

$$\mu_R^{\exists}(k_i, k_j) = 1 - \mu_R^c(k_i, k_j), \quad (1.79)$$

где $\mu_R^{\exists}(k_i, k_j)$ – нечеткое отношение эквивалентности, показывающее степень, с которой критерий k_i эквивалентен критерию k_j .

* Известно [190], что если R – нестрогое отношение предпочтения, а R^{-1} – обратное ему отношение, то строгое отношение предпочтения R^c определяется как $R \setminus R^{-1}$. НОСП $\mu_R^c(x, y)$ показывает с какой степенью альтернатива x строго лучше альтернативы y .

** Термножество – множество значений лингвистической переменной, в данном случае лингвистического значения предпочтения.

Из (1.79) видно, что НОЭ обладает одним очень важным свойством, состоящим в том, что, чем с большей степенью k_i предпочтительнее k_j (чем более важен k_i по сравнению с k_j), тем меньше будет соответствующее значение $\mu_R^{\circ}(k_i, k_j)$. НОЭ, обладающее данным свойством, полностью удовлетворяет требованию, предъявленному ранее к «масштабным» коэффициентам, что позволяет использовать их в качестве таких коэффициентов. Принимая во внимание формулу (1.79), а также тот факт, что эксперт упорядочивает критерии по их важности, указывая для каждого двух близлежащих критериев степень предпочтительности более важного над менее важным, получим следующее выражение для определения «масштабных» коэффициентов:

$$\left. \begin{aligned} \lambda_1 &= 1 \\ \lambda_j &= \mu_R^{\circ}(k_i, k_j) = 1 - \mu_R^c(k_i, k_j) \\ i, j &= \overline{2, m}, i = j - 1 \end{aligned} \right\} \quad (1.80)$$

где λ_j – «масштабный» коэффициент для j -о критерия; m – количество критериев; λ_1 – всегда равен единице, так как первым располагается наиболее важный критерий.

Однако полученные с помощью данного выражения коэффициенты λ_j пока еще не являются коэффициентами важности критериев. Коэффициент важности в общем случае для i -го критерия можно определить на основе данных масштабных коэффициентов как $\prod_1^i \lambda_j, j = \overline{1, i}$ [191].

Что касается конкретного вида $u(x)$ (т.е. вида свертки частных функций полезности), то все рассуждения, которые были сделаны для обоснования вида свертки элементов строк матрицы степеней превосходства на предыдущем этапе, здесь также являются справедливыми. Поэтому результирующая функция полезности определится как

$$u(x) = \lambda_1 \cdot u_1(x) + \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot u_2(x) + \dots + \left(\prod_1^i \lambda_j \right) \cdot u_i(x) + \dots + \left(\prod_1^m \lambda_j \right) \cdot u_m(x) \quad (1.81)$$

Вариант решения, доставляющий максимальное значение результирующей функции полезности, будет считаться лучшим в смысле (1.81).

Необходимо отметить некоторые моменты, связанные с использованием изложенного подхода.

Во-первых, опираясь на следующее, интуитивно вполне понятное, утверждение,

$$X_*^{\circ} \subseteq X_*^m \subseteq X_*^n, \quad (1.82)$$

где X_*° – эффективное множество вариантов решений при их детерминированном описании; X_*^m – эффективное множество вариантов решений при их описании трапециевидной ФП; X_*^n – эффективное множество вариантов решений при их описании прямо угольной ФП (т.е. интервалом значений), можно решать задачу сначала задавая неопределенные значения критериев интервалом. Даже

в таком случае иногда удастся получить единственную альтернативу, либо достаточно узкий их круг. Если число эффективных альтернатив остается все же достаточно большим, следует уточнить информацию, т.е. построить трапециевидные ФП.

Во-вторых, следует отметить, что в некоторых случаях «разрешающая способность» результирующей функции полезности при неопределенном задании вариантов может зависеть от количества последних. Например, возможен случай, когда из двух сравниваемых вариантов решений не удастся выявить один наиболее предпочтительный (из-за наличия неопределенности информации). Тогда следует сравнивать эти альтернативы не непосредственно, а через некоторую дополнительную третью, которую следует ввести в рассмотрение и которая выступает здесь как некая «точка отсчета». Таким путем может быть найден единственный эффективный вариант решения.

В связи со сказанным, следует заметить, что отбрасывать Парето-неэффективные альтернативы не стоит, в особенности если количество сравниваемых альтернатив невелико.

Третий момент, который является достаточно важным, это проверка на чувствительность. Для каждой решаемой задачи целесообразно исследовать влияние формы «крыльев» трапециевидной ФП и значений λ_i на состав эффективных вариантов решений.

Наконец, следует отметить, что предлагаемый подход в части представления информации в виде нечетких множеств может быть использован совместно с методом платежной матрицы, дополняя его. В частности, неопределенность показателей вариантов решений может учитываться с помощью методов ТНМ, а неопределенность внешних условий – с использованием метода платежной матрицы. Это позволяет в определенной степени облегчить выбор за счет уменьшения столбцов платежной матрицы. Такой «синтетический» подход рассмотрен в п. 1.4.9.

1.5. Методология обоснования развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний

Рассмотренные выше вопросы обоснования развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний, методические основы и методы комплексного решения задач в условиях многих субъектов отношений, участвующих в этом процессе, с несовпадающими интересами, многокритериальности и неопределенности условий развития ЭЭС, свидетельствуют о чрезвычайной сложности и многогранности этой проблемы, которую практически невозможно решить без использования системной методологии, основанной на иерархическом моделировании электроэнергетики и ЭЭС, и многих критериев обоснования решений. Рассмотрим далее основные составляющие такой системной методологии, условно представленной на рис. 1.11.

Как видно из рис. 1.11, рассматриваемая методология включает четыре взаимосвязанных этапа:

- анализ закономерностей и тенденций в развитии электроэнергетики и ЭЭС;
- исследование внешних условий развития электроэнергетики и ЭЭС;
- формирование и системное обоснование сценариев развития электроэнергетики и ЭЭС;
- анализ и выбор решений по развитию электроэнергетики и ЭЭС.

Следует отметить, что обоснование развития электроэнергетических компаний (генерирующих, электросетевых, смешанных) в основном укладывается в представленную обобщенную структуру, при этом в зависимости от типа активов конкретной компании (электростанции, основная или распределительная электрическая сеть, то и другое вместе) в ряде задач детально учитывается специфика рассматриваемой компании при приближенном или/и агрегированном представлении иных субъектов, другие же задачи оказываются необходимым решать на системном уровне. Далее эти особенности будут отмечаться при рассмотрении конкретных задач. Некоторые специфические задачи в области развития электроэнергетических компаний представлены в гл. 5.

Подчеркнем, что различия между понятиями "электроэнергетика" и "электроэнергетическая система" в определенном смысле условны. Электроэнергетика как отрасль и ее составляющие рассматриваются преимущественно с технико-экономических позиций при разработке энергетических стратегий и программ страны и регионов, корпоративных программ развития, тем не менее при этом с той ли иной степенью детальности представляется физический объект как таковой, т.е. ЭЭС. Акцент на физико-технические особенности и свойства ЭЭС превалирует при исследовании условий функционирования будущих ЭЭС. Такие особенности рассмотрения объекта исследований учитываются при формировании иерархии моделей и критериев в соответствии с иерархической технологией, представленной в п. 1.3.

1.5.1. Анализ закономерностей и тенденций в развитии электроэнергетики и ЭЭС

Как видно из рис. 1.11, в этот этап включены четыре группы задач, а именно:

- анализ закономерностей в структуре и размещении электропотребления;
- анализ тенденций в технологиях и структуре источников электроэнергии;
- анализ тенденций и принципов построения электрической сети;
- выявление требований к управлению режимами ЭЭС.

Перечисленные группы задач рассматриваются в основном на экспертном уровне с привлечением при необходимости имеющихся моделей при пролонгировании существующих закономерностей, выявлении условий смены парадигм развития экономики, социальной сферы, технологий и др., на основе обширной разноплановой информации. Эти группы задач во многом базируются на прогнозах социально-экономического развития страны, ее регионов и территорий.



Рис. 1.11. Обобщенная структура методологии обоснования развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний

Например, при анализе закономерностей в структуре и размещении электропотребления выявляются условия возможной смены технологических укладов в экономике, появления принципиально новых технологий у промышленных потребителей, особенности технологических изменений в социальной сфере с учетом роста уровня жизни и расширения сферы услуг для населения. Выявляются также факторы, приводящие к принципиальным изменениям в территориальном размещении потребителей вследствие выноса промышленности за пределы городов, расширения коттеджной застройки в городских поселениях и по другим причинам. Такой анализ закономерностей в структуре и размещении электропотребления дает основу для последующего прогноза спроса на электроэнергию на рассматриваемую перспективу.

Анализ тенденций в технологиях и структуре источников электроэнергии позволяет выявить возможные принципиальные изменения в технологиях традиционных электростанций (тепловых, атомных, гидравлических), например, значимый уровень атомных электростанций на быстрых нейтронах, прорывные парогазовые технологии для тепловых электростанций, производство электроэнергии с использованием возобновляемых энергоресурсов на перспективной технологической основе, тенденции в развитии распределенной генерации, роль крупных электростанций и распределенной генерации в электроснабжении потребителей и др. Анализируются также особенности возможного размещения электростанций различных типов: например, ГЭС имеют более или менее однозначную привязку к перспективным створам на реках, а размещение ТЭС на газе может варьироваться с учетом возможностей системы газоснабжения на перспективу, и т.д. Выявленные тенденции в технологиях, структуре и размещении источников электроэнергии служат исходной базой для решения соответствующих задач при исследовании внешних условий развития электроэнергетики и ЭЭС.

Результаты анализа закономерностей в структуре и размещении электропотребления, с одной стороны, и анализа тенденций в технологиях, структуре, размещении и роли в электроснабжении потребителей электростанций различных типов – с другой, формируют ключевые требования к принципам развития электрической сети, ее структуре с учетом прогрессивных технологических решений в электросетевом оборудовании. При этом анализируются тенденции в развитии альтернативных средств передачи и распределения электроэнергии, например, с использованием линий переменного или постоянного тока, кабельных линий с изоляцией на различной основе и т.п. Из всего этого анализа следует принципиальная роль различных сегментов электрической сети: основной и распределительной электрических сетей; схем выдачи мощности крупных электростанций и схем электроснабжения крупных зон потребления, например мегаполисов; меж- и внутрисистемных линий и т.д. Подобный анализ позволяет оценить тенденции изменения свойств электрической сети, и следовательно, ЭЭС в целом, в частности, увеличения или уменьшения неоднородности электрической сети, увеличения ее связности и др. Полученные результаты важны при анализе принципиальных требований к управлению режимами, а также при формировании сценариев развития ЭЭС.

Выявление требований к управлению режимами ЭЭС связано с формированием представлений о необходимости коренных изменений в принципах построения системы управления режимами (либо достаточно эволюционного развития действующей системы управления), а также в использовании прогрессивных технологий, методов и средств управления. При этом на основе существующих закономерностей развития принципов и систем управления режимами формируются перспективные тенденции в этой области, принимая во внимание базовое положение теории управления, свидетельствующее о том, что сложность системы управления должна соответствовать сложности управляемого объекта. Результаты анализа требований к управлению режимами ЭЭС используются при исследовании условий функционирования будущих ЭЭС.

Необходимо отметить, что изложенные четыре группы задач существенно взаимосвязаны и взаимозависимы. Например, рассмотрение принципов построения электрической сети может потребовать возврата к задачам анализа тенденций в структуре и размещении электропотребления, в технологиях, структуре и размещении источников электроэнергии для корректировки тех или иных положений. Рассмотрение требований к управлению режимами ЭЭС может, в свою очередь, потребовать возврата к формированию принципов построения электрической сети и корректировке некоторых положений в этом плане и, соответственно, возврата к группам задач, касающихся закономерностей и тенденций в электропотреблении и производстве электроэнергии (см. рис. 1.11).

Таким образом, в результате анализа закономерностей и тенденций в развитии электроэнергетики и ЭЭС устанавливаются некоторые принципиальные положения, которые в дальнейшем будут определенной основой для исследований внешних условий развития и системного обоснования сценариев развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний.

1.5.2. Исследование внешних условий развития электроэнергетики и ЭЭС

Формирование и исследование внешних условий развития электроэнергетики и ЭЭС является вторым этапом рассматриваемой методологии, который выполняется на основе результатов первого этапа, определяющего закономерности и тенденции в развитии электропотребления, технологий и структуры электростанций, принципов построения электрической сети и требований к управлению режимами ЭЭС. Задачи данного этапа решаются с использованием соответствующих моделей и методов, которые описаны далее в гл. 2. Рассмотрим кратко суть задач данного этапа.

Прогноз спроса на электроэнергию выполняется с учетом выявленных тенденций в структуре и размещении потребителей. Как правило, с учетом неопределенности условий развития экономики и социальной сферы рассматриваются несколько сценариев изменения электропотребления (обычно два-три), каждый из которых характеризуется своим составом факторов, определяющих уровни электропотребления. Прогноз спроса на электроэнергию выполняется с территориальной детализацией (страна в целом, федеральные округа, регионы и

др.), которая требуется для системных моделей обоснования сценариев развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний.

Прогноз характеристик электроэнергетического оборудования касается оборудования электростанций и электрических сетей и включает технические и стоимостные его характеристики. И те, и другие характеристики оборудования рассматриваются обычно диапазоном значений для того, чтобы учесть неопределенность условий развития электроэнергетики и ЭЭС. Прогноз характеристик электроэнергетического оборудования выполняется путем анализа доступной информации по конкретным его типам на основе анализа существующего опыта и с использованием, при необходимости, моделей, в частности для анализа конкурентоспособности различных типов электростанций или технологий транспорта энергоресурсов и электроэнергии.

Важной составляющей внешних условий развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний являются цены на топливо для электростанций. Прогноз цен на топливо с помощью соответствующих моделей является следующей задачей рассматриваемого этапа. Цены на топливо представляются диапазоном значений, при этом имеется в виду органическое ископаемое топливо (газ, уголь, мазут, биомасса и др.), а также ядерное топливо для АЭС при учете всех циклов его использования – от добычи и обогащения до захоронения. Модели прогнозирования цен на топливо учитывают взаимосвязь между ценами на различные его виды: привязку цен на газ к ценам на нефть на мировых рынках; соотношение между ценами на газ и на уголь и др.

Следующая группа задач данного этапа обоснования развития электроэнергетики связана с анализом возможных масштабов развития электростанций различных типов. Одна из важнейших задач этой группы – формирование вариантов развития ТЭЦ, которые определяются общей стратегией развития теплового хозяйства, рациональным соотношением различных источников тепла – ТЭЦ и котельных, соотношением между централизованным и децентрализованным теплоснабжением, общим уровнем спроса на тепло и его территориальной структурой, структурой используемого топлива, ценами на топливо и оборудование ТЭЦ с учетом использования прогрессивных технологий и пр. В результате определяются варианты развития ТЭЦ и соответственно объемы выработки электроэнергии и величины мощности ТЭЦ в балансах электроэнергии и мощности по ЭЭС в целом.

Другая задача этой группы связана с формированием вариантов развития АЭС, которые определяются возможностями атомного машиностроения и потенциалом строительной инфраструктуры, а также возможными ограничениями на объемы используемого ядерного топлива в перспективе и ценами на него. Учитывается также прогнозируемая смена технологий ядерной энергетики. В итоге решения данной задачи формируются возможные объемы вводов АЭС на рассматриваемую перспективу.

Аналогично формируются варианты развития ГЭС, исходя из прогресса в технологиях ГЭС, общей политики в гидроэнергостроении (крупные ГЭС или электростанции средней мощности), цен на оборудование и др. Отдельной самостоятельной задачей является прогноз приточности водохранилищ ГЭС, осо-

бенно водохранилищ годового и многолетнего регулирования, поскольку точность водохранилищ и, соответственно, возможности ГЭС по выработке электроэнергии зависят от природно-климатических факторов и закономерностей, имеющих значимую случайную составляющую.

Самостоятельной задачей является обоснование развития распределенной генерации электроэнергии. Распределенная генерация, использующая возобновляемые энергоресурсы (ветер, биомасса, геотермика и др.) в перспективе в целом в России, как показывает анализ, не будет иметь достаточно существенной величины. Более перспективным является направление использования малых газотурбинных, парогазовых и газопоршневых электростанций, особенно мини-ТЭЦ на их основе, прежде всего в качестве замены старых неэффективных котельных в городах и поселках городского типа.

Конденсационные электростанции (КЭС) на газе или на угле с использованием прогрессивных технологий являются в определенном смысле замыкающими покрытие потребностей в электроэнергии на рассматриваемую перспективу. Подходы к анализу перспектив развития КЭС учитывают, помимо использования передовых технологий, также цены на топливо и оборудование, возможности энергомашиностроения и строительных коллективов и ряд других факторов.

Для каждого из рассмотренных типов электростанций существует проблема модернизации оборудования и вывода из работы физически и морально устаревших агрегатов. Соответствующая задача выделена на рис. 1.11 как самостоятельная, поскольку методические основы ее решения близки для разных типов агрегатов при необходимом учете специфических особенностей.

Завершает комплекс задач исследования внешних условий развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний анализ возможных вариантов внешних связей ЭЭС и изолированных ЭЭС с зарубежными системами. Важность такой оценки не вызывает сомнений, поскольку от масштабов развития внешних связей зависят необходимые объемы развития генерации и электрической сети, а также требования к управлению режимами ЭЭС.

Таким образом, в результате исследования внешних условий развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний формируется комплекс условий и ограничений, необходимых на следующем этапе для системного обоснования сценариев развития электроэнергетики и ЭЭС.

1.5.3. Формирование и системное обоснование сценариев развития электроэнергетики и ЭЭС

Первоочередной задачей системного обоснования сценариев развития электроэнергетики и ЭЭС является оптимизация топливоснабжения электростанций на перспективу. Она решается с использованием межотраслевой территориально-производственной модели ТЭК. В части электроэнергетики модель ТЭК представляет оптимальные балансы электроэнергии и топлива для заданной территориальной детализации ее структуры с учетом ограничений на объемы добываемого топлива и его транспортные перевозки между регионами.

С помощью этой модели может быть выполнено сравнительное сопоставление эффективности дальнего транспорта топлива (газ, уголь) и электроэнергии с учетом всех составляющих соответствующих технологий транспорта. Результаты решения данной задачи используются далее при оптимизации перспективной структуры генерирующих мощностей и межсистемных перетоков.

Оптимизация структуры генерирующих мощностей по типам оборудования и его размещение по подсистемам на перспективу, а также перетоков мощности и электроэнергии между подсистемами осуществляется с помощью модели развития ЭЭС, детально представляющей территориальную структуру электроэнергетики (федеральные округа, зоны свободного перетока, регионы и т.п.), уровни и режимы электропотребления по подсистемам и по времени года и недели (соответствующие графики нагрузки потребителей) с учетом возможностей управления электропотреблением, маневренные и надежностные характеристики оборудования электростанций и ряд других важных факторов. В общем случае решается комплексная задача оптимизации развития генерации и потребителей. В результате решения данной задачи получаются оптимальные балансы мощности и электроэнергии по подсистемам и по типам генерирующего оборудования (базовые, полупиковые, пиковые источники) с учетом оптимальных обменов электроэнергией и мощностью между подсистемами.

На основании оптимальной структуры и размещения по подсистемам генерирующего оборудования и оптимальных перетоков электроэнергии и мощности между подсистемами выполняется оптимизация развития электрической сети. Моделирование ЭЭС при решении рассматриваемой задачи требует дальнейшей детализации представления системы путем учета конкретных электростанций, подстанций, ЛЭП и узлов нагрузки. С целью визуализации исходного состояния электрической сети и новых ее объектов, полученных в результате оптимизации на перспективу, используется геоинформационная система. При этом рассматриваются различные альтернативные технологии формирования электрической сети.

В результате решения перечисленных задач формируется облик перспективной структуры ЭЭС. При этом с учетом неопределенности внешних условий развития электроэнергетики и ЭЭС, задаваемой вариантами прогнозов электропотребления, характеристик оборудования и цен на топливо, ограничений на использование разных технологий производства и передачи электроэнергии, оптимизация топливоснабжения электростанций, генерирующих мощностей и электрической сети выполняется для различных сочетаний перечисленных условий. Указанные сочетания внешних условий формируются экспертно, поскольку не все сочетания могут оказаться реалистичными. Как следствие, формируется некоторое множество представительных сценариев развития электроэнергетики и ЭЭС, подвергаемых дальнейшим исследованиям, в результате которых возможны корректировки полученных сценариев, исключение некоторых из них из дальнейшего рассмотрения либо появление дополнительных новых сценариев.

Важным шагом в решении задач рассматриваемого этапа является исследование условий функционирования будущих ЭЭС, соответствующих сформи-

рованными сценариям развития электроэнергетики. Эта задача связана с определением предельных пропускных способностей основных связей, анализом устойчивости (статической и динамической) системы, выбором необходимых средств противоаварийного управления для обеспечения устойчивости, выявлением слабых мест в системе с точки зрения опасности каскадного развития аварийных процессов и выбором мероприятий по предотвращению и ликвидации таких процессов, оценкой балансовой и режимной надежности ЭЭС, оценкой степени удовлетворения схем и режимов ЭЭС требованиям качества электроэнергии.

Целью решения следующей задачи является выявление реакции сформированных сценариев развития электроэнергетики и ЭЭС на неординарные возмущения, определяющие предмет исследования энергетической безопасности в части электроэнергетики, и определение необходимости корректировки указанных сценариев для большей их адаптации к экстремальным условиям.

В процессе реализации задач системного обоснования сценариев развития электроэнергетики и ЭЭС при моделировании системы, оптимизации решений и исследовании свойств ЭЭС используются методы и средства, определяемые концепцией интеллектуальной ЭЭС. Далее этот аспект выделен в виде самостоятельной главы 4. Представленные в гл. 4 результаты характеризуют лишь основные проблемы, связанные с этим направлением, которое требует дальнейшей глубокой проработки и интеграции в общую технологию обоснования развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний.

1.5.4. Анализ и выбор решений по развитию электроэнергетики и ЭЭС

В результате выполнения этапа формирования и системного обоснования сценариев развития электроэнергетики и ЭЭС формируется база для анализа и выбора конкретных решений по развитию отрасли и системы.

Одной из важных задач этого этапа является анализ системных эффектов в развитии электроэнергетики и ЭЭС. Цель решения этой задачи связана с оценкой конкретных системных эффектов в виде снижения необходимых генерирующих мощностей и других составляющих при совместной работе ЭЭС в составе энергообъединения. Эта задача особенно актуальна в условиях децентрализации собственности и хозяйственного управления между многими самостоятельными электроэнергетическими компаниями, имеющими различные, часто несовпадающие интересы. Важно показать каждому из этих субъектов отношений его составляющую в общем системной эффекте работы ЭЭС как единого физического объекта.

Еще одной важной задачей данного этапа является анализ влияния рыночных факторов на развитие ЭЭС. Этот аспект приближенно учитывается на всех предыдущих этапах обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний. На рассматриваемом этапе речь идет о более детальном анализе влияния рыночных факторов на решения по развитию ЭЭС, что может внести определенные коррективы в процесс выбора решений.

В целом оценка эффективности решений по развитию электроэнергетики и ЭЭС включает комплексное рассмотрение и сопоставление также и других характеристик сформированных сценариев, таких как энергетическая и экологическая безопасность, различного рода риски в развитии электроэнергетики, социальная приемлемость сценариев и др. Такая комплексная оценка сценариев развития электроэнергетики и ЭЭС служит основой для окончательного выбора конкретных эффективных решений по развитию отрасли и системы.

Собственно выбор эффективных решений по развитию электроэнергетики и ЭЭС связан с экспертным анализом сценариев и отбором в первую очередь объектов, инвариантных к неопределенности внешних условий. Эти инвариантные объекты формируют в определенном смысле инвариантный "каркас" будущей системы. Остальные электроэнергетические объекты, необходимые для покрытия балансов электроэнергии и мощности на перспективу, рассматриваются вариантно в зависимости от того, какие сочетания внешних условий складываются к рассматриваемому моменту времени с учетом динамики развития системы. В этих многозначных условиях решения о конкретных электроэнергетических объектах должны приниматься с наименее возможной заблаговременностью, когда существенно снижается неопределенность внешних условий. Из этого следует необходимость регулярной корректировки решений по развитию электроэнергетики и ЭЭС на принципах "скользящего планирования".

Окончательным результатом решения данной задачи и этапа (и проблемы в целом) является формирование стратегии развития электроэнергетики и ЭЭС в виде множества конкретных оптимальных решений, распределенных во времени и в зависимости от сочетаний внешних условий.

2. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ФОРМИРОВАНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ УСЛОВИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

2.1. Новые вызовы времени, формирующие перспективный спрос на электрическую энергию и требования к развитию электроэнергетики

Электроэнергетика в силу важнейшей и возрастающей ее роли, специфики и развитости своих взаимосвязей является системообразующей основой хозяйственного комплекса России. Она зачастую замыкает и связывает различные его секторы, все более интегрируясь в социальную сферу, экономическую деятельность, технологические процессы, и имеет значительную территориальную распределенность как в межрегиональном, так и внутрирегиональном аспектах. Очевидно, что в перспективе роль электроэнергетики будет возрастать и во многом определять эффективность реализации приоритетных направлений инновационного развития и преобразования экономики страны. Усиливается влияние электроэнергетики на формирование потребительского стандарта, стиль и уровень жизни населения, качество предоставленных услуг, степень совершенства технологических процессов, механизацию, автоматизацию и компьютеризацию производства. Для электроэнергетики ее органичная интеграция в инновационную экономику означает удовлетворение спроса на электроэнергию, который должен обеспечить высокие стандарты благосостояния населения, научно-техническое преобразование и модернизацию отраслей экономики на основе высокоэффективных технологий и оборудования. Качественное, надежное и доступное по стоимости электроснабжение потребителей – одна из важнейших задач энергетической безопасности страны.

Новая парадигма электроснабжения направлена на обеспечение качественного соответствия потребительских услуг и используемых энергоносителей, она принципиально отличается от ранее действующих целевых установок, которые в большей мере были ориентированы на количественное удовлетворение баланса спроса и предложения. Существенную значимость приобретает уровень комфорта, повышение разнообразия и мощности приборов и других приемников электроэнергии, технологические инновации как в производственной сфере, так и в быту. Качество и уровень жизни все больше будут определяться эффективностью использования энергии при активной замене материало- и энергоемких приборов на более экономичные устройства (ламп накаливания на светодиоды, нагревательных печей на микроволновые печи, холодильников, телевизоров на более энергоэффективные их аналоги и др.), широкое применение найдут аккумуляторные, телекоммуникационные средства. С развитием потребительского рынка и ростом благосостояния населения будет расширяться ассортимент электробытовых приборов (с 20–25 шт. в настоящее время до 100 шт. и более как, например в Японии).

Важными условиями, определяющими спрос на электроэнергию и развитие электроэнергетики России на современном этапе являются:

- возрастающие требования к комфортным условиям труда и быта;
- интенсивное развитие электрофизических и электрохимических технологических процессов;
- активизация процессов механизации, автоматизации, компьютеризации производства, в том числе ремонтных и вспомогательных работ.
- рост стоимости материалов и оборудования;
- рост удельных издержек и капиталовложений в ТЭК и соответственно постоянный рост цен на топливо и тарифов на электрическую энергию;
- рост требований к надежности и безопасности электроснабжения и электроэнергетической системе.

Внешние по отношению к электроэнергетике вызовы во многом связаны с неопределенностью интеграции экономики России в международное разделение труда, активностью перехода к новому (постиндустриальному) технологическому укладу, становлением рыночных отношений, формированием рациональной системы государственного регулирования рыночной экономики, развитием финансовой (банковской) сферы, преодолением инфляционных барьеров, созданием эффективной экономической структуры, преодолением зависимости от экспортно-ориентированной сырьевой направленности экономики, мотивацией и осуществлением перетока капитала из сырьевого сектора в новые технологии постиндустриального общества, развитием научной и образовательной системы. К вызовам общего характера следует отнести неблагоприятный инвестиционный климат, утечку капитала из России, отток из страны ученых, предпринимателей и молодых специалистов, определенную деградацию трудовых ресурсов (два последних вызова преодолеваются в том числе и демографической политикой) и т. д.. Развитие электроэнергетики должно адекватно адаптироваться к успешному решению своих перспективных задач в новых условиях.

В настоящее время сформировался ряд объективных факторов, определяющих не только количественные показатели спроса на электрическую энергию, но и возможные структурные изменения в развитии электроэнергетики. Они касаются различных сфер социально-экономической деятельности и в целом определяют целевые ориентиры электроэнергетической инфраструктуры.

Активная демографическая политика государства, увеличивающийся приток мигрантов должны привести к стабилизации численности населения и даже к возможному ее росту. Миграция населения становится одним из важнейших факторов формирования трудового потенциала и его размещения по территории страны. Нерегулируемая межрегиональная дифференциация трудового потенциала скажется на основных показателях социально-экономического развития страны и ее регионов, а по уровню жизни, составу населения эти различия потребуют проведения соответствующих структурных и качественных преобразований в социальной сфере с учетом его возрастной структуры. Эти преобразования окажут существенное влияние на уровень и структуру электро-

потребления и в целом на формирование электроэнергетической инфраструктуры.

Изменение градостроительной политики значительно повлияет на структуру жилищного, общественного и производственного фонда зданий и строений, а также их территориальное размещение. Эти изменения связаны с уже начавшейся деурбанизацией городских поселений, включая вынос за пределы городской застройки промышленного производства и активное развитие индивидуального малоэтажного строительства, доля которого должна возрасти до 55 % и более от всего ввода жилого фонда. Градостроительная политика в перспективе все больше будет ориентирована на интенсивное развитие жилой застройки на свободной территории. Этот процесс будет сопровождаться прекращением роста плотности застройки во всех поселениях и значительно повлияет на структуру и потребность в электрической мощности.

Структурные преобразования экономики должны обеспечить повышение ее энергоэффективности и снижение энергоемкости продукции, товаров и услуг. Для создания конкурентных преимуществ на мировом рынке разделения труда Россия должна развивать ключевые направления технологического роста органично вписываясь в рамки нового постиндустриального уклада. Стратегические ориентиры должны быть сконцентрированы на наукоемких отраслях, определяющих современный научно-технический прогресс, таких как: нанотехнологии, обеспечивающие высокие производительные возможности в экономической деятельности и социальной сфере; биотехнологии, основанные на достижениях молекулярной биологии и геномной инженерии; авиакосмическая промышленность; информационные технологии; наукоемкое машиностроение; программное обеспечение и производство ряда конструкционных материалов. Эти направления уже развиваются и будут развиваться опережающими темпами, они должны в полной мере перевесить сырьевую направленность экономики России на рубеже 2030–2040 гг.

Приоритетное развитие регионов Сибири и Дальнего Востока страны, с одной стороны, обусловлено наличием на этой территории наибольшего потенциала экономического роста России, а с другой, – появившимся пониманием на правительственном уровне стратегической опасности потери восточных регионов страны (вследствие демографического и экономического давления на эти территории со стороны быстро развивающихся соседних стран, в первую очередь Китая). Данные обстоятельства позволяют более оптимистично смотреть на развитие Сибири и Дальнего Востока.

Исходя из задач экономической безопасности России, территориальной целостности, предполагается, что долгосрочная политика на Востоке России будет направлена не только на восстановление и оптимальное использование производственного и ресурсного потенциала этих регионов, но и на усиление их геополитической роли в развитии интеграционных процессов в Восточной Азии.

В первую очередь это означает снятие инфраструктурных ограничений на осуществление крупных инвестиционных программ, обеспечивающих перспек-

тивы роста экономики и реализацию наиболее значимых проектов развития инженерной инфраструктуры и социальной сферы. Обозначенные приоритеты обуславливают поддержание здесь более высоких, чем средние по стране, темпов экономического и социального развития, т. е. увеличение доли восточных регионов в производстве ВВП и численности населения страны. В связи с этим обоснованно предполагается смещение центров энерго- и электропотребления в Восточные регионы страны.

Продолжающееся формирование агломераций вокруг крупных городов обусловлено формированием в них центров государственного и хозяйственного управления, сосредоточением высокотехнологичных производств, финансовых ресурсов, креативных групп населения, научно-образовательного кластера и т.д. Ориентация на такие агломерации городов, как стратегически важные территории страны, обеспечивает выход на мировое разделение труда и ресурсов. Они концентрируют на своей территории всю полноту и комплексность инфраструктуры (в том числе и энергетической), позволяющей им обслуживать управление функционированием и развитием своей территории и отчасти тяготеющих к ним городских и сельских поселений, стимулировать инновационную деятельность, поддерживать интеграцию российских регионов в мировую экономику. В соответствии с особенностями экономического и социального развития этих городов формируются определенные сегменты рынка, обеспечивающие как внутренние, так и внешние потребности, в том числе и энергетические.

Повышение статуса и жизненного уровня в средних и небольших городах, а также поселках с целью равномерного рассредоточения по территории страны экономической деятельности и предотвращения негативных последствий превращения национального государства в конфедерацию индустриальных больших городов. Негативные социальные последствия однобокой приоритетности развития крупных городов могут привести к существенному социальному расслоению в обществе, которое повлечет за собой переток населения в крупные мегаполисы, обезлюдению многих территорий и потере контроля над ними. В то же время рассредоточение по территории страны экономической деятельности обеспечит рациональный доступ к ее благам, повысит занятость населения, снизит социальную напряженность и будет способствовать территориальной целостности государства и его безопасности. В этих городах сосредоточен значительный потенциал спроса на электроэнергию и тепло, а также возможности развития распределенной генерации энергии на базе использования возобновляемых источников энергии и когенерационных установок.

Увеличение доли электрической энергии в структуре конечного энергопотребления является объективной закономерностью и неотъемлемой основой инновационного развития экономики страны и повышения благосостояния населения. Электроэнергия, как наиболее универсальный вид энергоресурса, все глубже проникает в различные технологические процессы, в бытовую и социальную сферу, во многом способствуя техническому прогрессу и повышению жизненного уровня населения. Продолжает расти энерговооруженность

труда, появляются новые сферы использования электроэнергии, например, электромобильный транспорт и другие направления.

Повышение эффективности использования электроэнергии в экономической деятельности и социальной сфере является глобальной объективной тенденцией, обусловленной необходимостью снижения затрат общества на свое энергообеспечение и повышения экономической эффективности хозяйства. Оно способствует научно-техническому прогрессу, снижению финансовой нагрузки на бюджеты разных уровней, в том числе населения, повышению экологической безопасности, сохранению климата на планете и чистоты атмосферы. Эффектов как прямых, так и косвенных от деятельности по энергосбережению достаточно много и все они направлены на повышение конкурентоспособности экономики России, сглаживание роста тарифов на энергию, повышение уровня комфорта и качества жизни.

Проведение активной энергосберегающей политики в стране предусматривает масштабные структурные преобразования в экономике как в части внутреннего валового продукта, так и в сфере промышленного производства. Под влиянием рыночного спроса более быстрыми темпами будут развиваться неэнергоемкие промышленные производства, выпускающие наукоемкую и высокотехнологичную продукцию, и сфера неэнергоемких услуг при снижении доли энергоемкого производства сырья и материалов первых стадий обработки. Постепенно произойдет трансформация энергоемкого производства сырьевой направленности в новые, на базе обрабатывающего и научно-образовательного комплексов, высокоэффективные прорывные инновационные виды деятельности со значительно меньшей энергоемкостью. Результатом структурных преобразований и активной политики повышения энергетической эффективности в различных сферах деятельности будет не только снижение удельной энергоемкости производимых товаров и услуг, ВВП в целом, но и изменение требований к структуре и размещению объектов электроэнергетики, повышение роли распределенной генерации энергии.

Новые вызовы времени, представленные в виде изложенных выше положений (факторов), определяют некоторые соотношения, пропорции развития экономики и в частности электроэнергетики. Они очень трудно формализуемы, имеют большую неопределенность и сложны для прогнозирования, чтобы их адекватно учитывать при оценке перспективного спроса, поэтому возможен и целесообразен прежде всего их учет на качественном уровне, в рамках инженерно-экономического экспертного анализа. В связи с этим рассматривается несколько сценариев спроса на электроэнергию или их диапазоны. В реальной практике количественные показатели прогнозируемого спроса, как правило, имеют сдвиг по времени. Задача управления развитием электроэнергетики заключается не в том, чтобы слепо следовать этим сценариям, а в том, чтобы, ориентируясь на прогнозы, своевременно адаптироваться и адекватно реагировать на изменение потребностей и других условий.

Отличительной особенностью нового времени должно стать не опережающее, а параллельное, в соответствии с гарантированными потребностями, раз-

витие электроэнергетики, что исключит «замораживание» капиталовложений. В связи с этим важным становится опережающий мониторинг развития ЭЭС и электроэнергетического рынка. Его непрерывный скользящий характер позволит уменьшить неопределенность принимаемых решений, предотвратить разного рода риски и своевременно скорректировать траекторию движения. Принципиальным положением электроэнергетического планирования является не слепая ориентация на прогнозные количественные показатели и их достижение в обозначенные годы, а готовность и способность электроэнергетики преодолевать возникающие барьеры, адаптироваться к будущим условиям, последовательно, поэтапно приближаясь к стратегическим ориентирам.

2.2. Прогнозирование спроса на электроэнергию

Спрос на электроэнергию формируется под влиянием сложных и меняющихся во времени взаимосвязей между развитием экономики и отраслевыми системами ТЭК на уровне страны и регионов. Все большее влияние на него оказывает динамика цен на энергоносители. Поэтому в общем случае прогнозирование потребностей в электроэнергии является многоэтапным итерационным процессом (рис. 2.1). Важную роль при этом играют выявление и учет наблюдаемых закономерностей и тенденций, а также анализ уже имеющихся прогнозов электропотребления.



Рис. 2.1. Этапы прогнозирования спроса на электроэнергию

2.2.1. Долгосрочные тенденции электропотребления

Исследование долгосрочных мировых тенденций и объективно существующих закономерностей электропотребления способствует не только пониманию происходящих процессов и изменений во взаимосвязях между условиями и темпами развития экономики и энергетики, но и позволяет сузить область неопределенности при прогнозировании спроса на электроэнергию в России. При этом необходимо учитывать особенности разных стран (климатические, географические, социально-экономические и др.). Количественные проявления тенденций энергопотребления меняются под влиянием экономических и политических трансформаций, структурных и технологических преобразований, качественных изменений уровня и стиля жизни населения и требуют постоянной корректировки и уточнения [200–206].

Ниже приведены результаты по анализу некоторых глобальных тенденций электропотребления в отдельных секторах экономики (промышленность, транспорт, домашние хозяйства и сектор услуг). Для этого использовались новые статистические данные по разным странам и последние долгосрочные прогнозы энергопотребления международных энергетических организаций. Оценивались наиболее устойчивые долгосрочные зависимости, такие как динамика потребления электроэнергии на единицу валового внутреннего продукта (ВВП) и на одного жителя, соотношение темпов электропотребления и экономического роста (эластичность по ВВП) и др.

Электроемкость экономики. Электрификация процессов труда и технологий во всех сферах деятельности обеспечивает устойчивый рост потребления электроэнергии и увеличение ее доли в структуре энергоносителей (табл. 2.1). При этом темпы роста электропотребления отстают от темпов роста экономики. Согласно последним энергетическим прогнозам [207–209], эта тенденция продолжится и в перспективе.

Таблица 2.1. Доля электроэнергии в конечном потреблении ТЭР, %

	Отчет		Прогноз*	
	1990 г.	2011 г.	2020 г.	2035 г.
Страны ОЭСР	17,6	21,3	23	26–28
Европа (ОЭСР)	17,1	21,5	23	25–27
США	17,4	21,7	22–23	26–27
Япония	21,4	25,8	29	32–34

Примечание: * Диапазон прогнозных значений приведен для двух сценариев, подготовленных Международным энергетическим агентством (International Energy Agency, IEA).

Источник: составлено по [210].

Соотношение среднегодовых темпов прироста потребления электроэнергии и ВВП различаемое для разных стран и временных периодов, частично объясняется различиями в структуре экономики, климатическими условиями, разной степенью использования применяемых технологий. На рис. 2.2 видно, что за рассматриваемый период при значительных колебаниях в отдельные го-

ды в динамике изменения коэффициентов эластичности электропотребления по ВВП для разных стран прослеживается тенденция к их снижению и сближению.

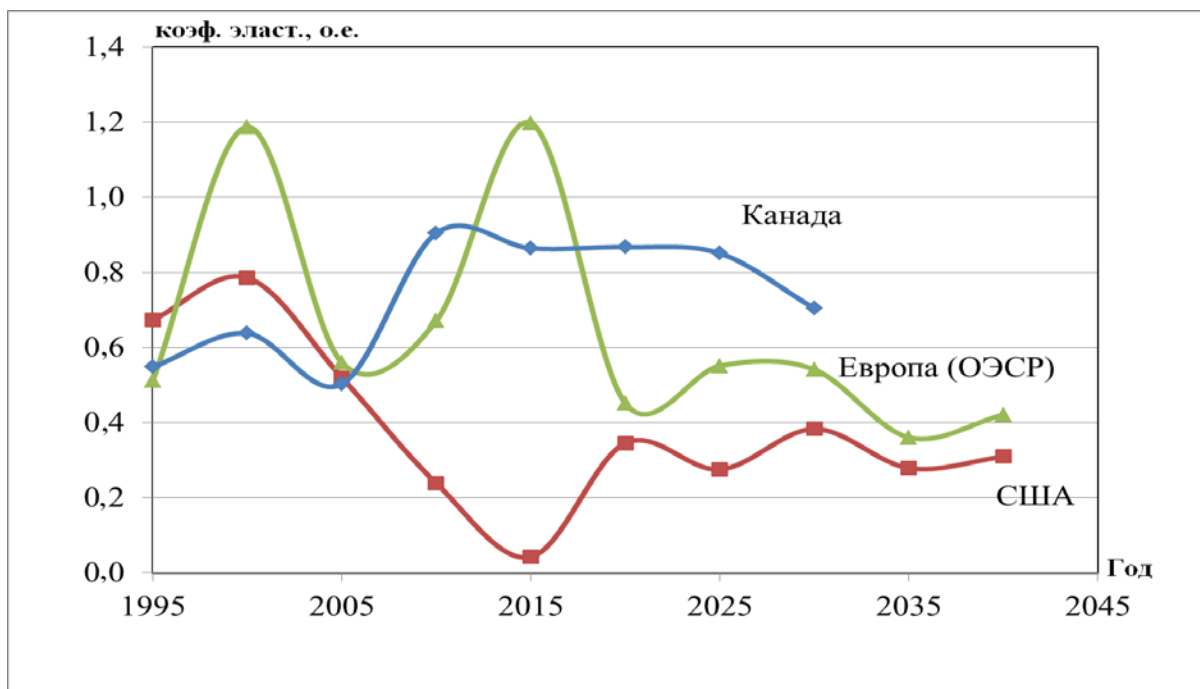


Рис. 2.2. Динамика изменения эластичности электропотребления по ВВП (базовый сценарий)
Источники: [207, 208, 211] и расчеты авторов

Расширение возможностей использования электроэнергии в мире определяет рост ее душевого потребления и повышение ее доли в структуре используемых ТЭР. Однако в перспективе при достижении определенного экономического уровня (порядка 37–40 долл./чел.) прогнозируется прекращение роста или даже, как в США, снижение душевого расхода электроэнергии (рис. 2.3).

Анализ показывает, что развитие экономики сопровождается снижением электропотребления на единицу ВВП. Под влиянием структурных изменений, совершенствования технологий, изменения цен и других факторов тенденция снижения электроемкости ВВП сохранится и в перспективе (рис. 2.4).

Промышленность является крупнейшим потребителем электроэнергии (примерно 45 % конечного электропотребления). На протяжении последних десятилетий наблюдается устойчивая мировая тенденция опережающего роста потребления электроэнергии в промышленности, связанная с развитием электротехнологий, электронной техники, информатики, средств связи и др. За последние 30 лет ее доля в конечном энергопотреблении промышленности увеличилась в европейских странах с 21 до 24 %, США – с 17 до 27 %, Канаде – с 23 до 31 % [211].

Для отраслевой структуры электропотребления промышленности ведущих стран мира характерна тенденция сокращения доли электроемких производств, включая предприятия черной и цветной металлургии, тяжелого машиностро-

ния, отраслей ТЭК, и повышения доли электронного машиностроения, приборостроения, легкой, пищевой промышленности и других неэлектроемких отраслей

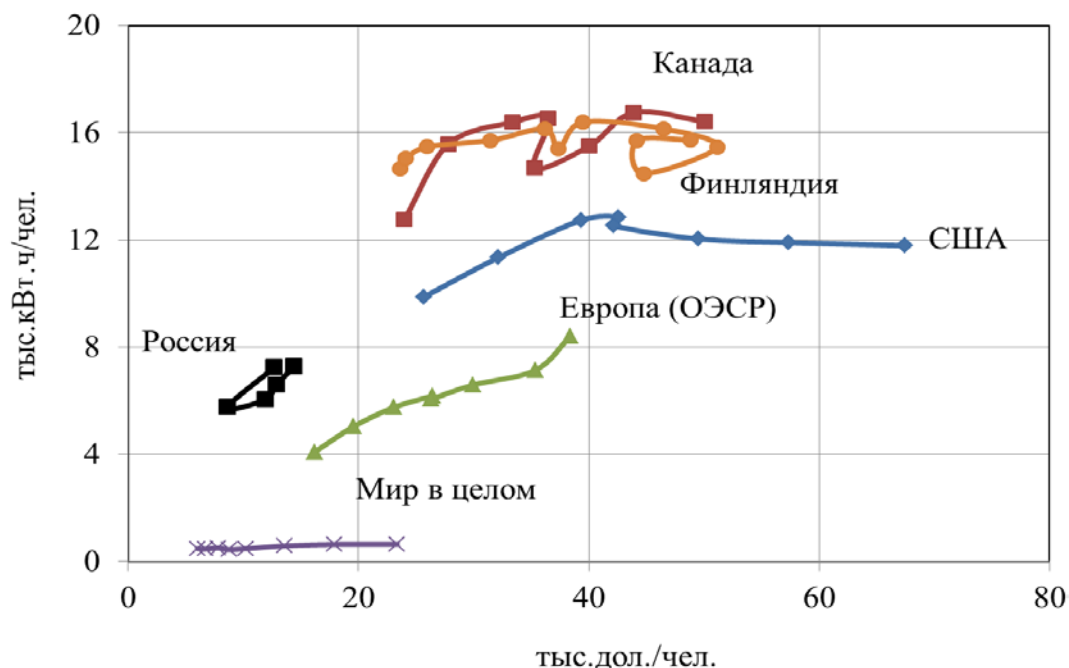


Рис. 2.3. Зависимость душевого электропотребления от душевого ВВП (базовый сценарий)

Примечание: Рассматриваемый период для России 1990–2013 гг., для Финляндии 2000–2011 гг., для других зарубежных стран – 1980–2040 гг.
Источники: [207, 208, 211, 212] и расчеты авторов

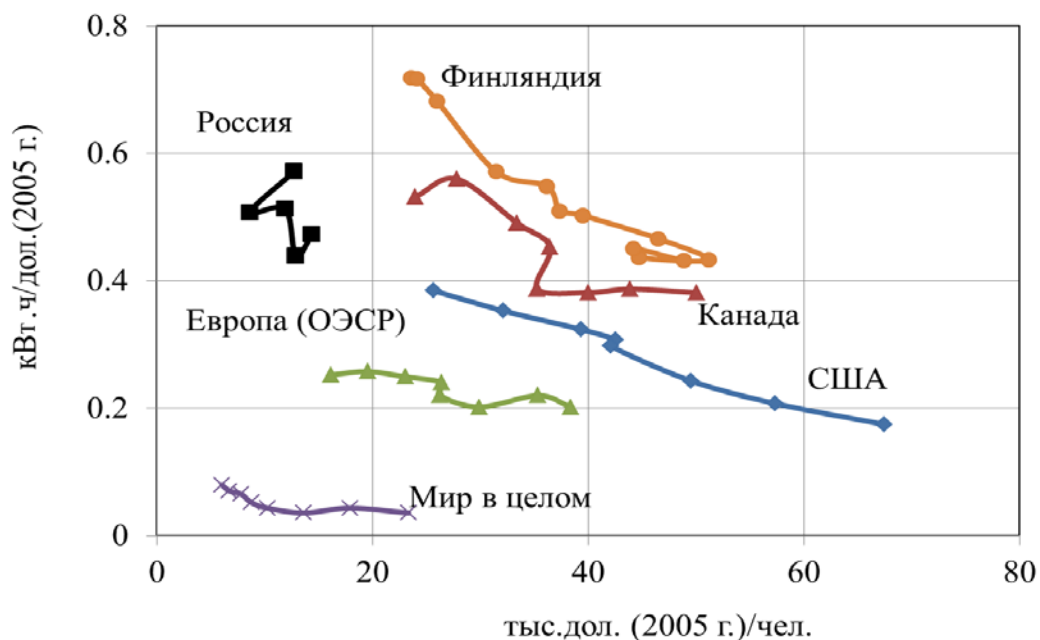


Рис. 2.4. Зависимость электроемкости экономики от величины ВВП на человека (базовый сценарий)

Примечание: Рассматриваемый период для России 1990–2013 гг., для Финляндии 2000–2011 гг., для других зарубежных стран – 1980–2040 гг.
Источники: [207, 208, 211, 212] и расчеты авторов.

(в том числе и вынесение их в развивающиеся страны), а также повышения доли менее электроемких отраслей (электронное машиностроение, приборостроение, легкая, пищевая промышленность и др.). В современной структуре электропотребления промышленного производства Японии, США и Германии преобладают высокотехнологичные отрасли машиностроения и химической промышленности (в 2011 г. их доля составляла порядка 39–44%), а в Канаде, Финляндии и России доминируют такие электроемкие отрасли, как черная и цветная металлургия, целлюлозно-бумажная промышленность, добывающие отрасли (табл. 2.2).

Таблица 2.2. Структура потребления электроэнергии в промышленности индустриально развитых стран в 2011 г. (без ТЭК), %

Отрасль промышленности,	США	Канада	Япония	Германия	Финляндия	Россия
Черная металлургия	8,7	4,3	24,1	12,2	8,4	16,9
Цветная металлургия	8,9	26,4	5,9	5,8	5,1	28,0
Химическое производство	27,5	9,7	17,6	22,8	11,9	13,6
Целлюлозно-бумажная	13,3	18,7	10,5	10,4	50,6	6,6
Машиностроение	12,5	Н.д.	26,1	15,6	6,9	6,7
Прочие	29,1	40,9	15,8	33,2	17,1	28,2

Источник: составлено по [211].

Общей тенденцией для всех стран является снижение электропотребления промышленности на единицу ВВП под влиянием структурных изменений, совершенствования технологических процессов, внедрения более эффективного оборудования и других факторов (рис. 2.5). В металлургии предполагается увеличение удельного веса вторичных металлов в общей выплавке (рециклинг), что позволит сэкономить до 90–95 % первичной энергии, но приведет к повышению электроемкости сталелитейной и алюминиевой промышленности. На производство “тяжелой” нефти также потребуется дополнительный расход электроэнергии, а это вызовет повышение отраслевой электроемкости за рассматриваемый период на 12 % [213].

Россия отстает от других стран со схожей структурой производства с точки зрения электровооруженности труда в обрабатывающей промышленности в 2–3 раза [214]. Это объясняется прежде всего незавершенностью процессов электрификации особенно в химическом комплексе, машиностроении, производстве стройматериалов и др., а также низкой долей переработки вторичного сырья в производстве алюминия, черных металлов, бумаги, стекла. Прирост производства будет осуществляться на новых мощностях с более высокой энергоэффе-

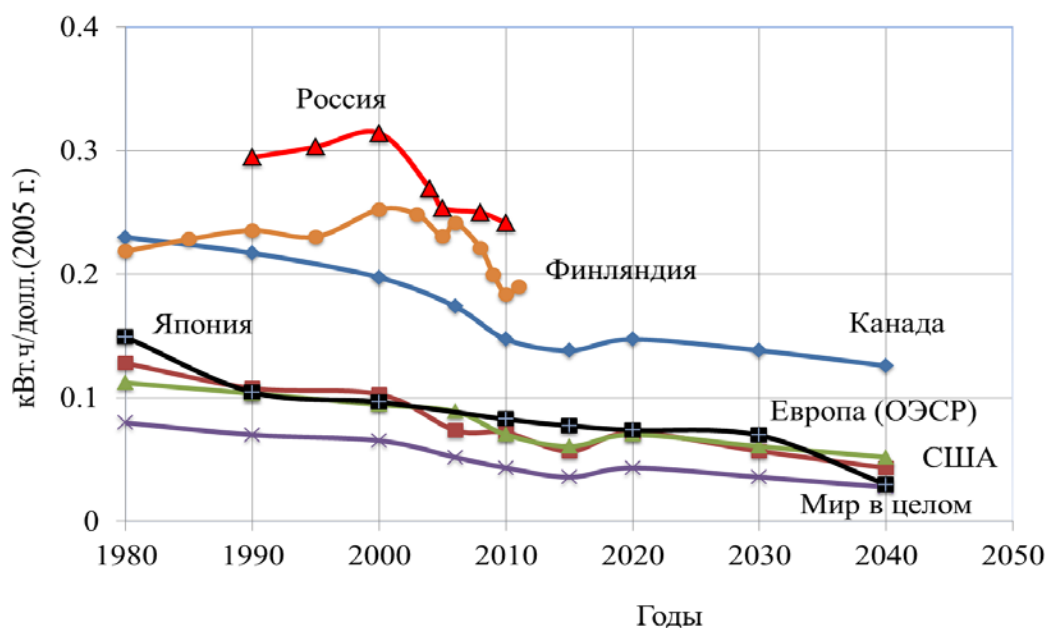


Рис. 2.5. Изменение электроемкости промышленности на единицу ВВП (базовый сценарий)
Источники: [207, 208, 212] и расчеты авторов.

тивностью. В связи с этим существует реальная возможность сократить отставание от развитых стран в использовании электроэнергии в производстве наиболее электроемких видов продукции и промышленности в целом. Приведенные в таблице 2.3 оценки изменения электроемкости технологий в США показывают перспективы этого снижения.

Таблица 2.3. Прогноз электроемкости новых технологий в США на 2035 г.

Отрасль промышленности, производство	В процентах от существующих в 2006 г.		Среднегодовой темп снижения электроемкости, % (2006-2035 гг.)	
	Сценарий 1*	Сценарий 2*	Сценарий 1	Сценарий 2
Металлообработка	33	27	-1,9	-2,5
Тяжелое машиностроение	33	27	-1,9	-2,5
Электроника и компьютеры	49	44	-1,0	-1,3
Электрооборудование	49	44	-1,0	-1,3
Химическое производство	72	81	-0,5	-0,2
Производство пластмасс	46	42	-1,0	-1,2
Производство целлюлозы	94	87	0,0	-0,2
Производство бумаги	66	92	-0,9	0,1

Примечание: * сценарий 1 – базовый, сценарий 2 – с максимальным использованием высоких технологий (не зависящим от экономической целесообразности).
Источник: составлено по [213].

Транспорт. Более 27 % потребляемой в мире энергии приходится на транспортный сектор и по прогнозам перспективный спрос на транспортные

услуги будет возрастать. Доля электроэнергии в структуре конечного энергопотребления этого сектора пока незначительна по сравнению с потреблением традиционных моторных топлив из нефти. Так, удельный вес жидкого топлива в США, Канаде, Японии и странах Западной Европы составляет 92–98 % энергопотребления.

Одной из самых значимых тенденций, способной повлиять на спрос электроэнергии в транспортном секторе в долгосрочной перспективе, является массовый выпуск электромобилей и гибридных машин. Ожидается, что в 2020 г. на дорогах мира будут ездить 20 млн электромобилей. В США планируется увеличить производство электромобилей уже к 2015 г. до 1 миллиона. В Японии прогнозируется рост доли новых гибридных машин и электромобилей к 2020 г. до 15–30 % от общего выпуска, к 2030 г. – до 20–40 % [209].

Во многих странах явно прослеживается тенденция увеличения доли экологичного высокоскоростного железнодорожного транспорта в структуре перевозок. По прогнозу в европейских странах потребление электроэнергии в транспортном секторе будет расти высокими темпами 3,5 % в год на период до 2035 г., в основном за счет роста железнодорожного транспорта [209]. Предполагается, что к 2050 г. весь пассажирский пригородный транспорт будет железнодорожным, а грузовой автотранспорт будет замещен железнодорожным или водным на 30 % к 2030 г. и на 50 % к 2050 г. [215].

Результатом повышенного спроса на электроэнергию в транспортном секторе станет постепенное увеличение ее доли в структуре потребления ТЭР отрасли: в западноевропейских странах на 3–8 % к 2035 г., в США – соответственно на 2–5 %, а в Японии – на 6–12 % (в зависимости от сценариев) [209].

В России, отстающей по величине душевого ВВП от ведущих стран мира в 2–3 раза, расход энергоносителей на человека в транспортном секторе экономики примерно в 1,6 раза ниже, чем в странах ОЭСР, в том числе в 2–3 раза ниже, чем в Канаде и США. При этом велико ее отличие и в структуре потребляемых энергоносителей. В России жидкое топливо составляет приблизительно 63 %, на долю природного газа приходится около 30 %, а электроэнергии – примерно 7 % [216]. Относительно высокий удельный вес электроэнергии, расходуемой в России, объясняется тем, что более 40% общего грузооборота приходится на железнодорожный транспорт (в основном электрифицированный). В структуре отечественных пассажироперевозок доля электротранспорта составляет не более 20 %. Отметим также, что по объемам пассажирских перевозок на железнодорожном транспорте, приходящимся на одного жителя страны, Россия отстает от Франции – в 1,4 раза, от Японии – почти в три раза. По протяженности железных дорог Россия уступает США более чем в 2 раза [217].

Домашние хозяйства и сектор услуг. Развитие экономики и повышение жизненного уровня населения обеспечивают устойчивый рост потребления электроэнергии в непромышленной сфере (включающей домашние хозяйства и сектор услуг) и увеличение ее доли в структуре энергоносителей (табл. 2.4).

Как показывает опыт зарубежных стран, по мере роста благосостояния все большая часть населения предпочитает жить в индивидуальных домах и иметь собственные системы отопления, горячего водоснабжения и кондиционирования, что ведет к дополнительному увеличению объемов использования электроэнергии.

Таблица 2.4. Доля электроэнергии в структуре ТЭР в непроизводственной сфере, %

Страны	Отчет			Прогноз		
	1990 г.	2000 г.	2010 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
США	41,0	44,3	47,0	48,1	51,0	53,9
Япония	40,3	43,7	48,9	51,5	54,0	56,8
Европа ОСЭР	24,2	28,9	31,7	41,2	42,8	45,1
Канада	40,5	39,0	44,6	53,1	54,8	59,0

Источник: составлено по [209, 211].

Несмотря на постоянное расширение возможностей применения электроэнергии в быту и сфере услуг, в высокоразвитых странах наблюдается замедление темпов роста электропотребления, которое вызвано активными мерами по энергосбережению, в том числе заменой старых электроприборов на новые более энергоэффективные. Например, в Японии за 1992 – 2004 гг. электропотребление снизилось: холодильников – на 83 %, комнатных кондиционеров – на 36–45 %, цветных телевизоров – на 18–22 % [218].

В перспективе наибольшие возможности экономии электроэнергии связывают со снижением расхода на освещение. Прогнозируется повсеместная замена ламп накаливания на более экономичные флуоресцентные и светодиодные (к 2020 г. в США полностью, а в Евросоюзе не менее одной трети) [219, 220]. Дополнительную экономию электроэнергии дает применение систем автоматического регулирования светового потока на основе микропроцессорных технологий¹.

Для сравнения прогнозных оценок разных стран используется показатель расхода электроэнергии на одного человека, который является одним из индикаторов качества жизни населения. За период 1990-2012 гг. душевой расход электроэнергии в домашних хозяйствах и секторе услуг возрос: в европейских странах на 42 % и составил 3,1 тыс. кВт·ч/чел., а в Японии – соответственно на 56 % и 5,0 тыс. кВт·ч/чел. (рис. 2.6). В США, Канаде и Финляндии этот показатель, обусловленный не только высокими жилищными и жизненными стандартами в этих странах (наибольшей площадью жилых и общественных зданий, уровнем их технической оснащенности), но и значительной долей расходов электроэнергии на цели отопления, горячего водоснабжения и кондиционирования в структуре электропотребления, является одним из самых высоких в мире и составляет порядка 8-9 тыс. кВт·ч/чел.

¹ Совмещающих фотореле, набор таймеров, датчиков и выключателя.

Проведенный анализ позволил обозначить наиболее важные объективно существующие мировые тенденции электропотребления и особенности проявления их в России:

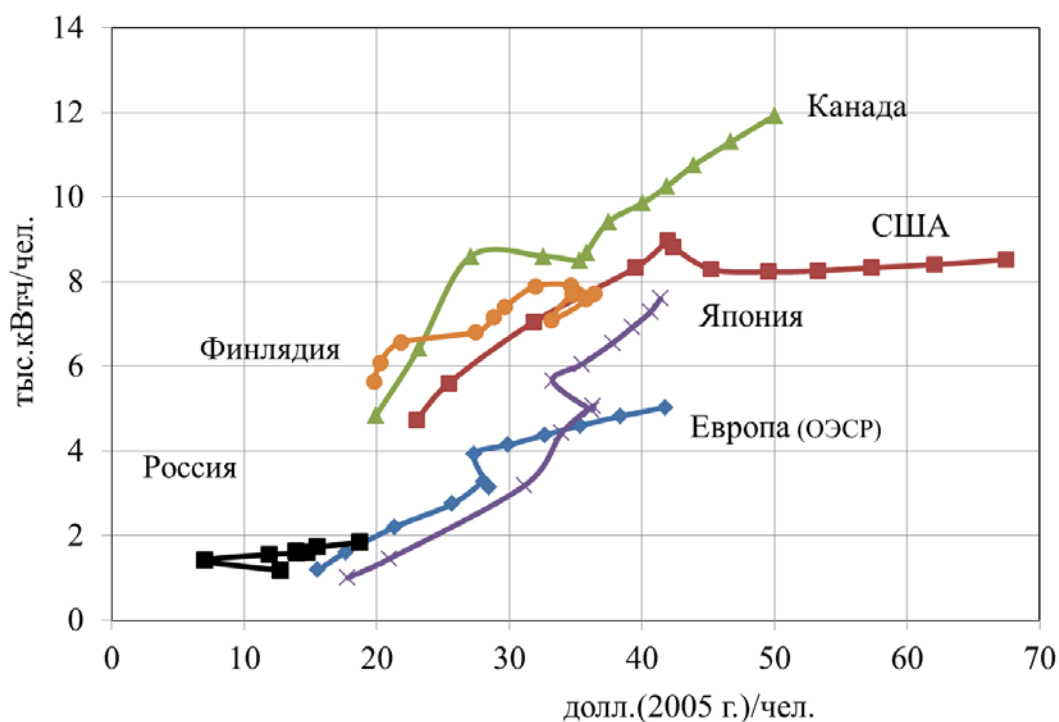


Рис. 2.6. Зависимость душевого электропотребления в домашних хозяйствах и секторе услуг от душевого ВВП (базовый сценарий)

Примечание: рассматриваемый период для России 1990-2013 гг., для Финляндии 2005–2011 гг., для других зарубежных стран – 1990–2035 гг.

Источники: [207, 208, 212] и расчеты авторов.

- Расширение возможностей использования электроэнергии практически для всех потребителей, включая промышленность, домохозяйства и транспорт, определяет повышение ее доли в конечном потреблении ТЭР и увеличение душевого потребления электроэнергии.
- Электроемкость экономики России, по-видимому, будет выше, чем в европейских странах из-за особенностей структуры промышленного производства и транспорта, а также большой территории и холодного климата, и приближаться по своим значениям к таким странам, как Канада и Финляндия.
- Углубление электрификации промышленного производства потребует дальнейшего расширения использования электроэнергии в технологических процессах.
- Душевое электропотребление в непромышленной сфере России едва ли приблизится к уровню США или Канады из-за различий в жизненных стандартах и структуре используемых энергоносителей (из-за высокой доли централизованного теплоснабжения).

2.2.2. Анализ долгосрочных прогнозов электропотребления в России

В известных в настоящее время официальных долгосрочных прогнозах спроса на электроэнергию на период до 2030–2035 гг. («Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» (далее ЭС-2030²), «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года» (далее – Генсхема³), прогноз Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике (далее АПБЭ⁴), проект новой «Энергетической стратегии России на период до 2035 г.» (далее ЭС-2035–проект)⁵) различия в уровнях прогнозного электропотребления обусловлены в первую очередь тем, что они разрабатывались в разное время и в разной степени учитывают влияние экономического кризиса на экономику России (рис. 2.7). Данные прогнозы различаются прежде всего темпами развития экономики, целевыми ориентирами и приоритетами рассматриваемых вариантов. После разработки этих прогнозов произошли существенные изменения в оценке темпов социально-экономического развития страны, прогноза макроэкономических показателей, цен на топливо и др., связанные с кризисом 2008–2009 гг. и ухудшением текущей экономической ситуацией в России, разработанной Минэкономразвития России.

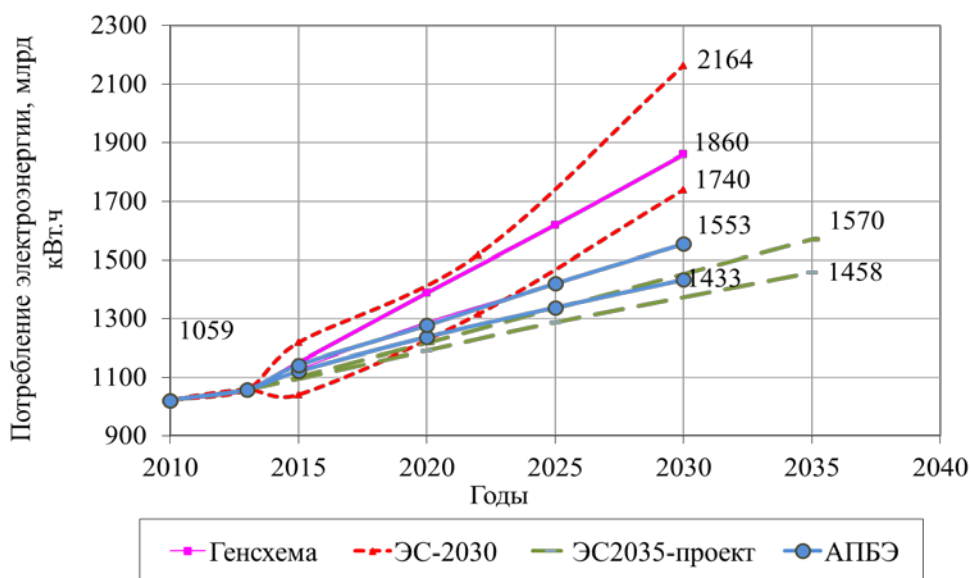


Рис. 2.7. Сравнение существующих долгосрочных прогнозов электропотребления в России ЭС-2035 -проект

² Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации в 2009 г., № 1715-р.

³ Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года, 2010 г.

⁴ Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ) www.e-arbe.ru

⁵ Энергетическая стратегия России до 2035 г. – проект
<http://www.minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html>

В табл. 2.5 показано соотношение среднегодовых темпов изменения прироста электропотребления к среднегодовому темпу изменения ВВП (коэффициент эластичности электропотребления по ВВП⁶) для рассматриваемых прогнозов. Значения долгосрочной эластичности спроса соответствуют глобальным тенденциям (см. рис. 2.2).

В **ЭС-2030** максимальный прирост электропотребления в 2030 г. составляет по отношению к 2013 г. 1105 млрд. кВт·ч или 104 %, минимальный – 699 млрд. кВт·ч или 64 %. За период 2016–2030 гг. среднегодовые темпы прироста электропотребления составляют 2,3–3,3 %, ВВП – 4,6–5,3 % соответственно для низкого и высокого вариантов. При этом темп роста ВВП опережает темп роста электропотребления в 1,6–2 раза и меняется по периодам в среднем от 0,5 до 0,87. Это означает, что при изменении среднегодового ВВП на 1% спрос на электроэнергию возрастет в среднем на 0,5–0,87 %.

В прогнозе **Генсхемы** потребление электроэнергии увеличится с 1059 млрд кВт·ч в 2013 г. до 1553 млрд кВт·ч в 2030 г. (на 47 %) в низком варианте и до 1860 млрд кВт·ч (на 76 %) в высоком варианте. За период 2016–2030 гг. среднегодовые темпы прироста электропотребления составят 1,7–2,6 %, ВВП – 4,6–5,3 % соответственно для низкого и высокого вариантов. При этом ежегодный темп роста ВВП опережает ежегодный темп роста электропотребления в 2–2,7 раза. Среднегодовые значения коэффициента эластичности электропотребления изменяются от 0,34 до 0,68 в среднем за весь период.

По прогнозу **АПБЭ** спрос на электроэнергию возрастет с 1059 млрд кВт·ч в 2013 г. до 1433 млрд кВт·ч в 2030 г. (на 35 %) в низком варианте и до 1554 млрд кВт·ч (на 47 %) в высоком варианте. За период 2016–2030 гг. среднегодовые темпы прироста электропотребления составят для 1,4–1,7 %, ВВП – 3,6–4,4 % соответственно для низкого и высокого вариантов. При этом ежегодный темп роста ВВП опережает ежегодный темп роста электропотребления в 2,5–2,6 раза. Среднегодовые значения коэффициента эластичности электропотребления изменяются в высоком варианте от 0,42 до 0,49.

Таблица 2.5. Прогнозная эластичность спроса на электроэнергию по ВВП

Прогноз	2016–2020 гг.	2021–2025 гг.	2026–2030 гг.	2031–2035 гг.
ЭС-2030	0,66–0,72	0,5–0,68	0,6–0,87	–
Генсхема	0,37–0,62	0,34–0,59	0,39–0,68	–
АПБЭ	0,47	0,49	0,42	–
ЭС-2035-проект	0,26–0,43	0,35–0,52	0,39–0,5	0,39–0,5

Источник: расчеты авторов по представленным прогнозам

Согласно прогнозу **ЭС-2035-проект** объемы электропотребления в 2016–2035 гг. увеличатся на 399 млрд кВт·ч или 38 % в низком варианте и на

⁶ Коэффициент эластичности показывает, на сколько процентов изменится электропотребление при изменении ВВП в данном году.

511 млрд кВт·ч или на 48 %. Среднегодовые темпы прироста электропотребления составят для 1,4–1,8 %, ВВП – 3–5 % соответственно по вариантам. При этом ежегодный темп роста ВВП опережает ежегодный темп роста электропотребления в 2,1–2,8 раза. Среднегодовые значения коэффициента эластичности электропотребления изменяются от 0,26 до 0,52 в среднем за период.

Интервал неопределенности (разница между крайними сценариями) этих и других [221] прогнозов электропотребления на перспективу 20–25 лет может достигать 20–40 %. Примерно такой же диапазон неопределенности характерен и для американских прогнозов спроса на электроэнергию [222].

2.2.3. Эволюция методов прогнозирования энергопотребления

Для исследования и прогнозирования потребностей в энергоносителях применяется достаточно большой арсенал методов. Традиционными являются: метод прямого счета, экспертный метод, межстрановых сравнений и аналогий, анализ долгосрочных тенденций, эконометрический анализ (на основе производственных функций), метод полных затрат энергии.

Наибольшее распространение в прогнозных оценках энергопотребления на перспективу до 15 лет получили метод прямого счета и его модификации. Суть его заключается в выделении ограниченного числа наиболее энергоемких производств (видов продукции и услуг), детальном изучении их энергоемкости и оценке на основе прогноза объемов производства и динамики энергоемкости перспективной потребности в энергии.

За рубежом в 70 – 80-х годах прошлого века получило развитие сочетание метода прямого счета с часто весьма сложными эконометрическими моделями (уравнениями регрессии). Примером может служить имитационная модель MEDEE [223], позволяющая оценивать влияние на энергопотребление таких факторов, как структура и темпы промышленного производства, уровень жизни населения, политика энергосбережения в отдельных секторах и т.д. Потребности в энергии рассчитываются для производственной и непроизводственной сфер экономики.

В 1990-х годах для прогнозов энергопотребления в США и в Европе стали создаваться системы моделей. Такой системой является, например, PRIMES [224], разработанная для исследовательских программ Европейского Союза. Она используется в качестве инструмента для анализа энергетической политики во взаимосвязи с энергетическими технологиями. С помощью моделей PRIMES можно определять энергетические балансы (как годовые, так и на долгосрочную перспективу), потребности в энергии по видам энергоносителей и секторам экономики, цены на энергоносители и др. Основные переменные в модели сбалансированы следующим образом: спрос на энергоносители есть функция цены, их производство равно потреблению, цена есть обратная функция производства энергоносителей. В блоке энергопотребления рассчитываются потребности в энергии в жилом и коммерческом секторах, сельском хозяйстве, промышленности, на транспорте, а также в отраслях ТЭК.

Наиболее сложный комплекс NEMS (The National Energy Modeling System) для прогнозных исследований, разработанный в США, объединяет более 10 моделей-модулей: макроэкономики, международных энергетических рынков, национальных рынков электроэнергии, угля, моторных топлив, модели энергопотребления промышленности, транспорта, населения, сферы услуг и др. [225]. Исследования проводятся ежегодно на перспективу 20–25 лет. Формируется баланс спроса и предложения энергоресурсов по девяти регионам, охватывающим все штаты. В каждом из модулей самостоятельно определяются производство и потребление данного энергоресурса. Полученная информация передается далее в интегрирующий модуль.

Более полный анализ зарубежных моделей прогноза энергопотребления приведен в [226].

При сверхдолгосрочных прогнозах может быть использована экстраполяция наиболее устойчивых глобальных тенденций, не только выявленных из статистических данных, но и полученных из анализа имеющихся среднесрочных прогнозов. В число таких тенденций входят: уменьшение межстрановых различий в энергоёмкости ВВП и в душевом электропотреблении, а также в эластичности энергопотребления по ВВП. На совмещении прогноза энергопотребления с демографическим и экономическим прогнозами основан оригинальный метод, использованный при прогнозировании развития энергетики мира и России до 2040 г. [227].

В нашей стране в прогнозах энергопотребления долгое время доминировали разные модификации метода прямого счета. При этом большое внимание уделялось оценке возможного снижения коэффициентов энергоёмкости продукции и услуг за счет новых технологий и энергосбережения. Так, в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» [228] была разработана методика-инструкция для прогнозирования потребности в электроэнергии по субъектам РФ и АО-энерго на пятилетний период на основе двух методов: укрупненных удельных показателей (УУП) и эконометрического метода. Этот метод был использован и развит в [214] для определения спроса на электроэнергию в АПБЭ. Основой методики является взаимная увязка прогнозов «снизу вверх» от регионов и объема выпуска ключевых видов продукции, а также «сверху вниз» от сегментов экономики на уровне страны.

Для учета влияния на потребности экономики страны в топливе и энергии структурных изменений в производственной сфере в ИСЭМ СО РАН стали использоваться модели межотраслевого баланса. Их важное достоинство – возможность анализа и учета не только прямых, но и косвенных энергетических связей. Совокупное проявление этих связей характеризуется коэффициентами полных затрат отдельных энергоносителей. Они показывают дополнительную потребность в энергии по всей цепочке производственных связей при увеличении конечного потребления той или иной продукции на единицу. На получении и использовании таких коэффициентов основан метод интегрированных затрат энергии на компоненты конечного непроизводственного потребления [229]. Дальнейшее развитие этот метод получил в ИНЭИ РАН, где был разработан

подход, основанный на моделировании межотраслевого баланса в натуральном (продуктовом) выражении, который позволяет оценить спрос не только на основные энергоносители, но и на энергоемкие материалы и услуги.

Рассмотренные методы недостаточно учитывают сложные и меняющиеся взаимосвязи между объемами энергопотребления, условиями и уровнем развития экономики и ТЭК. Устранению недостатков способствует включение отдельных моделей энергопотребления в систему модели развития ТЭК.

В ИНЭИ РАН этот подход реализован с помощью имитационных моделей [230]. На основе этих моделей и соответствующих баз данных разработан модельно-информационный комплекс EDFS (Energy Demand Forecasting System).

Подобный подход развивается и в ИСЭМ СО РАН. При этом особое внимание уделяется прогнозам энергопотребления в отдельных регионах и федеральных округах РФ [226, 231], а также оценке и учету ценовой эластичности спроса на региональных энергетических рынках [232]. На рис. 2.8 и 2.9 представлены схемы моделей для прогнозирования энергопотребления на уровне страны и ее регионов.



Рис. 2.8. Система моделей ИСЭМ СО РАН для долгосрочного прогнозирования энергопотребления на уровне страны

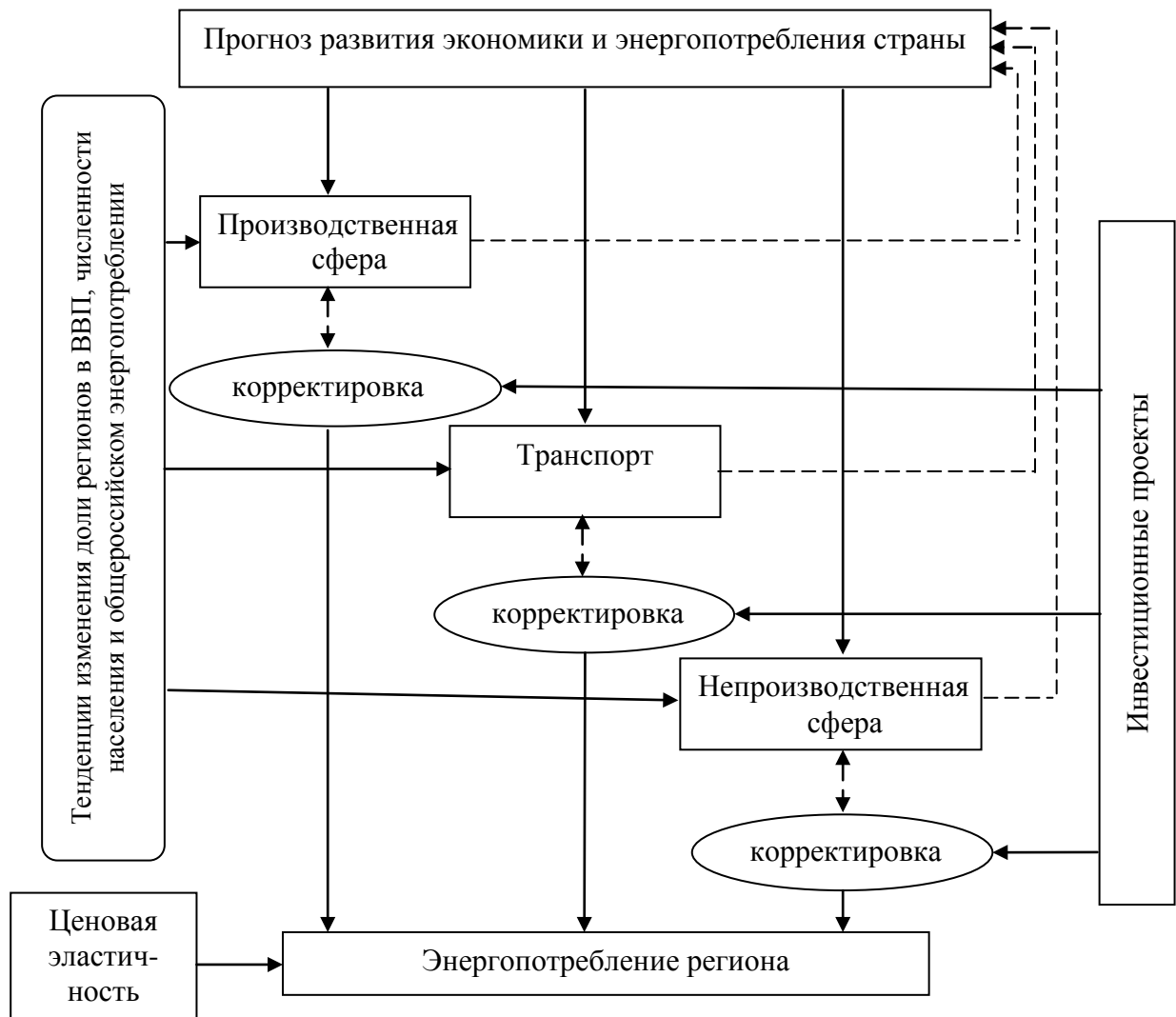


Рис. 2.9. Схема долгосрочного прогнозирования регионального энергопотребления (ИСЭМ СО РАН)

2.2.4. Методы оценки ценовой эластичности спроса на энергию

Мировой опыт свидетельствует о существенной зависимости спроса на энергоносители и динамики энергоемкости отдельных отраслей и экономики в целом от изменения цен на топливо и энергию. Эта зависимость меняется и усложняется во времени. Рост цен вызывает сначала замену одного энергоносителя другим, затем переход к энергосберегающим технологиям (замену одного фактора производства другим: энергии – капиталом или трудом) и наконец замену энергоемких видов продукции и услуг менее энергоемкими. При этом реакция экономики на значительное удорожание энергоресурсов носит длительный характер: простая замена энергоносителей требует до 2–3 лет, смена технологий – до 5–8 лет, перестройка структуры производства и конечного потребления – более 8–10 лет.

Зависимость спроса на энергоносители от их стоимости характеризуется коэффициентом эластичности. Он показывает на сколько процентов изменится спрос на тот или иной энергоноситель при изменении его цены на 1 %.

Ценовая эластичность спроса зависит от многих факторов (технологических возможностей переключения с одного энергоносителя на другой, технико-

экономических параметров используемого оборудования, цены на конкурирующие энергоносители и др.) и различается по временному периоду, странам, секторам экономики, потребителям.

В [233] приведен подробный анализ развития методов оценки эластичности спроса на энергию. Выделяются три поколения моделей спроса. Первое основано на использовании традиционной функции спроса типа

$$D_i = F(Y, P_i, P_j),$$

где F – это, как правило, логарифмическая функция; D_i – потребление i -го энергоносителя; Y – валовой выпуск или доход; P_i – цена на энергоноситель i ; P_j – цена замещающего энергоносителя. Набор переменных и вид функциональной зависимости могут быть различными.

Второе поколение моделей базируется на моделях общего равновесия, что позволяет оценить взаимодействие между отдельными факторами производства при изменении цен на один из них и получить перекрестную эластичность (см., например, [234]). В третьем поколении используют модели на основе обобщенной функции затрат производственной функции Леонтьева (см., например, [235, 236]), а также имитационные расчеты на сложных комплексах энерго-экономических моделей, позволяющих учесть прямые и косвенные эффекты от изменения цен (см., например, [237]).

Одно из новых направлений в прогнозировании коэффициентов эластичности спроса – использование оптимизационных моделей, в которых сравнивается экономическая эффективность применения разных энергоносителей у отдельных потребителей [238, 239].

Следует отметить, что тип модели, вид и качество используемой информации, набор включаемых в нее переменных оказывают заметное влияние на величину эластичности [240]. В [241] приведены некоторые результаты расчетов коэффициентов ценовой эластичности электропотребления разных авторов на разных моделях. Их обобщенные значения для промышленности составили: краткосрочная от $-0,3$ до $-1,76$, долгосрочная от $0,123$ до $-0,510$. При этом, как показано в табл. 2.6, эти коэффициенты могут отличаться по отраслям промышленности.

Таблица 2.6. Ценовая эластичность спроса на электроэнергию в промышленности Дании (1983–1996 гг.)

Отрасли промышленности	Краткосрочная	Долгосрочная
Добывающая	-0.34	-0.56
Металлургия	-0.53	-0.58
Машиностроение	-0.51	-0.58
Химическая	-0.58	-0.67
Деревообрабатывающая	-0.20	-0.36
Стройматериалов	-0.21	-0.43
Пищевая	-0.44	-0.58
Легкая	-0.36	-0.50
Промышленность в целом	-0.40	-0.46

Источник: [242].

Обобщенные в [241] значения коэффициентов ценовой эластичности электропотребления для домохозяйств составили: краткосрочная от $-0,09$ до $-0,576$, долгосрочная от $-0,12$ до $-0,390$. Однако эти показатели могут значительно отличаться по странам (табл. 2.7).

Таблица 2.7. Ценовая эластичность спроса на электроэнергию домохозяйств

Страна	Краткосрочная	Долгосрочная
Израиль	$-0,20$	$-0,53$
США	$-0,16$	$-0,52$
Турция	$-0,33$	$-0,52$
Австралия	$-0,26$	$-0,54$
Япония	$-0,50$	$-1,00$

Источник: [243–245].

В России существует весьма ограниченный опыт оценки ценовой эластичности спроса на электроэнергию [246 – 250]. ЦЭНЭФ⁷ выполнил одну из первых работ по оценке параметров эластичности для трех электроэнергетических компаний, расположенных в европейской части страны. В качестве одного из подходов [248] используется модель тарифы-доходы, базирующаяся на функции спроса на электрическую мощность и электроэнергию для различных секторов экономики. Получены коэффициенты краткосрочной ценовой эластичности спроса на электроэнергию для разных групп потребителей:

Крупные промышленные потребители	$-0,12... -0,49$
Железнодорожный электротранспорт	$-0,07$
Производственные сельхозпотребители	$-0,02... -0,27$
Сфера услуг	$-0,07... -0,08$
Население	$-0,17... -0,28$

В [249, 250] рассчитаны коэффициенты долгосрочной ценовой эластичности электроэнергии с использованием методов регрессионного анализа и данных электробаланса за 2000–2008 гг. по 72 регионам России. Для производственных потребителей среднее значение варьируется от $-0,75$ до $-1,2$, а для населения от $-0,27$ до $-0,43$.

Следует отметить, что при долгосрочном прогнозировании спроса на электроэнергию необходимо использовать не статистически оцененные, а прогнозные эластичности, которые должны отражать перспективные условия и взаимосвязи энергетики и экономики. В настоящее время имеющихся статистических данных в России недостаточно для получения сколько-нибудь надежных значений коэффициентов ценовой эластичности спроса на топливо и энергию, при-

⁷ Центр по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ) www.cenef.ru

годных для перспективных расчетов, а специфические российские условия допускают использование зарубежных оценок эластичности только в качестве очень грубого ориентира. Поэтому прогнозирование спроса на энергоносители должно опираться на непосредственное сравнение экономической эффективности использования разных видов энергоносителей у потребителей и учитывать технологические, социальные и экологические критерии и требования. На этом основана выполненная в ИСЭМ СО РАН оценка долгосрочной ценовой эластичности природного газа для некоторых регионов Сибири и Дальнего Востока. Полученные результаты позволили сделать вывод, что ценовая эластичность значительно отличается по регионам и потребителям, а реакция спроса на энергоноситель усиливается с повышением темпов его удорожания [251].

Для оценки ценовой эластичности спроса на электроэнергию и топливо и долгосрочного прогнозирования конъюнктуры на региональных энергетических рынках в ИСЭМ СО РАН разработан модельно-программный комплекс (рис. 2.10), состоящий из имитационной модели прогнозирования цен на топливо (см. п. 2.3) и набора моделей имитационных стохастических статических (МИСС) для разных групп потребителей (электростанции, котельные, промышленность, население, транспорт) [252, 253].

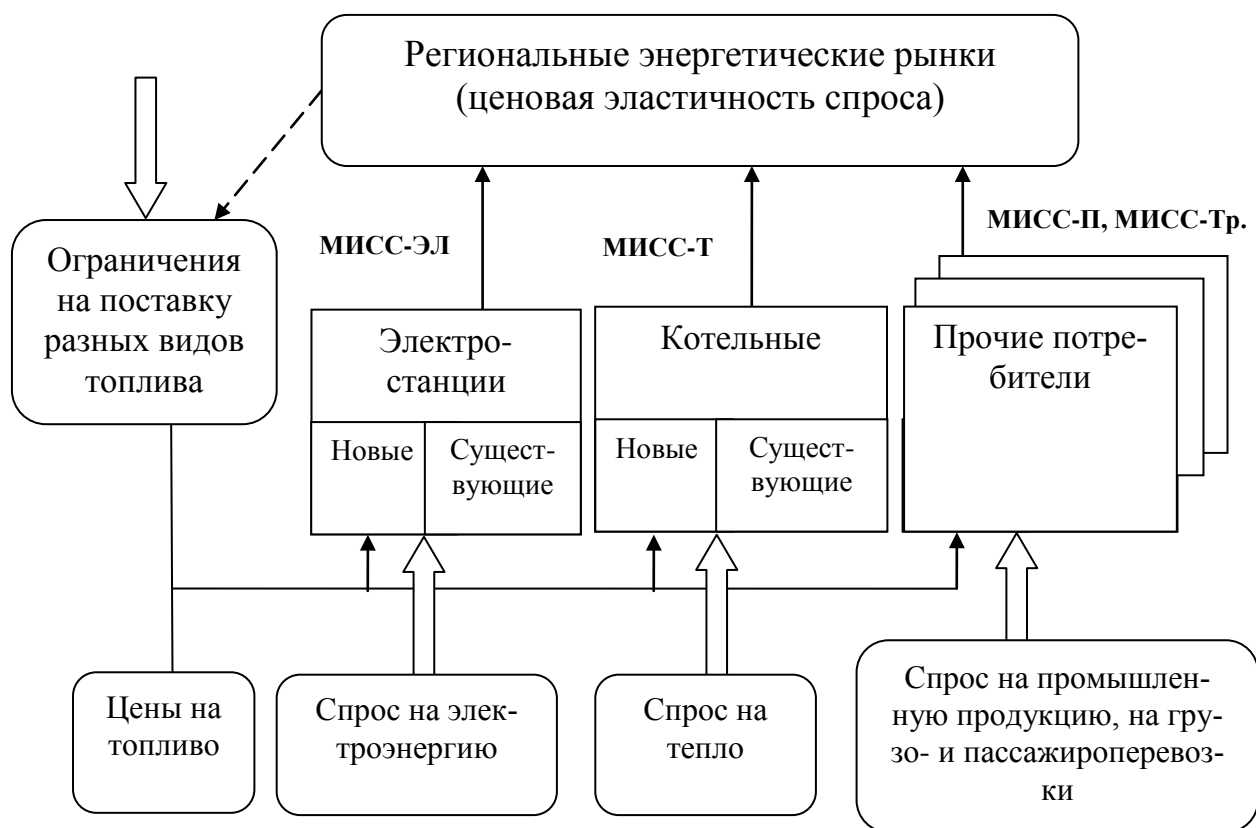


Рис. 2.10. Модельно-программный комплекс МИСС для прогноза ценовой эластичности спроса на электроэнергию и топливо

Особенностью входящих в комплекс моделей является совместное использование методов оптимизации и статистических испытаний (метод Монте-

Карло). Критерием экономической эффективности в моделях является минимальная стоимость продукции, производимой потребителем топлива и электроэнергии. Экспертно оцениваются и задаются диапазоны возможных значений требуемых исходных технико-экономических, ценовых и др. показателей и ограничений в виде диапазонов их возможных значений и характера распределения вероятности этих значений внутри заданных диапазонов (равномерное, нормальное, логнормальное, показательное и т.д.).

Для определения перспективного спроса на электроэнергию и топливо для разных групп потребителей, например, новых электростанций и/или крупных котельных, в соответствии с идеологией метода Монте-Карло проводится серия из нескольких сотен модельных экспериментов в рамках предполагаемых в регионе условий электро- и топливоснабжения. Каждый эксперимент представляет собой генерацию возможных к реализации неопределенных исходных данных в соответствии с их вероятностными характеристиками.

Изменение спроса на какой-либо вид энергоносителя при изменении его цены определяет ценовую эластичность этого энергоносителя у разных потребителей региона и позволяет оценить значение этого показателя для региона в целом. При этом эластичность спроса определяется с учетом сравнения экономической эффективности использования разных энергоносителей. В табл. 2.8 показаны результаты экспериментальных расчетов, выполненных на моделях МИСС для электростанций и котельных при разном характере неопределенности [254].

Таблица 2.8. Коэффициенты ценовой эластичности спроса на газ для новых электростанций и котельных в Восточной Сибири в предполагаемых условиях 2020–2025 гг.

Потребитель	Равномерное распределение вероятности	Нормальное распределение вероятности	Детерминированное решение
Электростанции	–0,19	–0,17	–0,16
Котельные	–0,53	–0,49	–0,03

Источник: расчеты авторов.

2.3. Долгосрочные прогнозы цен на топливо и на генерирование электроэнергии

Прогноз цен на топливо должен основываться на сценариях развития экономики и конъюнктуры мировых энергетических рынков и увязываться с вариантами развития ТЭК страны и регионов. При этом важно учитывать усиление корректирующего влияния стоимости энергоносителей на темпы экономического роста и на энергопотребление. Имеющийся в ИСЭМ СО РАН методиче-

ский инструментарий для комплексной оценки ценовых взаимосвязей энергетики и экономики описан в [226].

Вероятная динамика цен на топливо в отдельных регионах страны, представленная ниже, прогнозировалась по упрощенной схеме (рис. 2.11). Ее особенность состоит в имитации конкуренции на энергетических рынках и в определении динамики цен как расширяющегося во времени конуса их вероятных значений. При этом в качестве верхней границы цен на экспортируемое топливо на российских энергетических рынках принимаются цены равновесия (равной доходности) с мировыми ценами в данном регионе (с учетом реальных возможностей увеличить экспорт). Они равны экспортным ценам за вычетом транспортных тарифов, платы за транзит через территорию третьих стран и таможенных сборов. Ориентирами верхней границы цен на газ в отдельных регионах может также служить его конкурентная цена с местными или привозными углями и с мазутом на электростанциях и у других крупных потребителей.



Рис. 2.11. Упрощенная схема прогнозирования динамики цен на топливо и электроэнергию

Нижняя граница диапазона цен определяется минимальными ценами предложения, с которыми отдельные энергетические компании могут выходить на тот или иной региональный рынок (цены самофинансирования). Для действующих объектов такая цена должна обеспечивать покрытие ежегодных издержек, уплату налогов и минимальную прибыль для нормального функциони-

рования. Для новых объектов или развивающейся компании цена самофинансирования должна также включать инвестиционную составляющую. Последняя должна гарантировать возврат заемных средств и получение приемлемой среднегодовой прибыли на вложенный капитал в течение рассматриваемого периода.

2.3.1. Анализ прогнозов цен на топливо на мировых энергетических рынках

Учитывая тесную связь ТЭК России с мировыми энергетическими рынками, продолжающийся рост экспорта топлива и развитие рыночных механизмов, можно ожидать усиления зависимости стоимости энергоносителей в России от изменения мировых цен. При этом определяющей является динамика стоимости нефти.

Цены на нефть. На мировых энергетических рынках они формируются под влиянием большого количества факторов (экономических, политических, институциональных, технологических) и подвержены сильным колебаниям. В период 1973–1979 гг. цены на нефть увеличились с 14 до 70 долл./барр., опустившись затем до 20–30 долл./барр. и скачкообразно выросли в 2–3 раза в период 2005–2008 гг. Под влиянием мирового финансового кризиса стоимость нефти обрушилась в 2008 году со 141 в июле до 33 долл./барр. в конце этого года, поднявшись к концу 2010 г. до 80 долл. и превысив 100 долл. в начале 2011 г. В 2014 году стоимость нефти снова уменьшилась почти в 2 раза.

Из-за этих колебаний прогнозы ожидаемой динамики цен на нефть на мировых рынках ежегодно пересматриваются (табл. 2.9).

*Таблица 2.9. Базовый и максимальный прогнозы Министерства энергетики США цен на импортную нефть, (долл./барр.) * [255, 256]*

Год прогноза	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
2011	95–146	109–169	118–186	124–196	126–200
2012	117–170	127–182	133–186	138–196	145–200
2013	96–130	105–155	117–165	135–190	145–205
2014		97–150	101–159	119–174	130–204

* В сопоставимых ценах.

В последних (2014 г.) прогнозах Международного энергетического агентства [257] средняя цена нефти (смесь сортов Brent, WIT, Dubai Fateh) в трех сценариях колеблется в интервале 105–116 долл./барр. в 2020 г., 102–139 долларов в 2030 г. (в ценах 2013 г.).

В прогнозах ОПЕК [258] предполагается, что номинальная средняя цена нефти в среднесрочной перспективе будет 110 долл./барр., а на уровне 2035 года она составит 160 долл. В неизменных ценах 2013 г. она будет оставаться на уровне 100 долл.

По прогнозу японского института энергетики стоимость нефти на мировых рынках в ценах 2012 г. будет находиться в пределах 110–117 долл./барр. в 2020 г. и 105–122 долл. в 2030 г. [259].

При разработке сценариев развития экономики России, разработанных Министерством экономического развития РФ (МЭР) [260, 261], мировые цены на нефть принимались с ориентировкой на прогнозы Министерства энергетики США.

В прогнозах ИНЭИ РАН для устранения спекулятивного фактора определяется «балансовая цена нефти», при которой за счет добычи на традиционных и нетрадиционных месторождениях и с учетом коммерческих эффективных предложений будет удовлетворен спрос. Коридор балансовых цен нефти в одной из последних работ ИНЭИ [262] колеблется от 80–105 долл./барр. в 2015 г. и до 95–125 долл. в 2030 г. При этом делается вывод, что во всех ситуациях, от дальнейшего успеха до возможного провала сланцевых технологий, балансовые цены нефти в 2040 году не выйдут из диапазона 100–130 долл. (в ценах 2010 г.) за баррель.

Мировые цены на газ. Анализ статистических данных показывает, что цены на газ на мировых энергетических рынках следуют за изменением цен на нефть с лагом примерно в 6–8 месяцев. При этом стоимость эквивалентной по теплотворной способности единицы трубопроводного газа в последние 10–15 лет в Европе была на 20–40 % ниже стоимости нефти.

По прогнозам Международного энергетического агентства [257] трубопроводный газ в Европе будет стоить на 45–49 % дешевле эквивалентного количества нефти (табл. 2.10), а его цена с 410 долл./1000 м³ в 2012 г. увеличится до 402–435 долл. в 2020 г. и до 333–445 долл. к 2035 году (в ценах 2012 г.).

Таблица 2.10. Прогнозные соотношения цен на импортное топливо на мировых энергетических рынках (на эквивалентную по теплотворной способности единицу)

Сравниваемые виды топлива	2013 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
Трубопроводный газ и нефть (Европа)	0,58	0,57–0,58	0,55–0,57	0,52–0,56
СПГ и нефть (Япония)	0,89	0,75	0,68–0,69	0,53–0,67
Энергетический уголь и газ (Европа, импорт)	0,34	0,33–0,39	0,36–0,37	0,36–0,37

Источники: Международное энергетическое агентство и расчеты автора.

В сценарии, предполагающем жесткие ограничения на эмиссию парниковых газов (450 Scenario), цены на газ в Европе будут уменьшаться с 362 долл./1000 м³ в 2020 г. до 317 долл. в 2040 г.

Более умеренный рост средневзвешенной цены газа в Европе предполагают прогнозы ИНЭИ РАН [262]: 310–340 долл./1000 м³ в 2020 г. и 330–375 долл./1000 м³ к 2030 г.

В основных сценариях Минэкономразвития России [261] цены на экспортируемый в дальнейшем зарубежье газ в реальном выражении (в ценах 2010 г.) рас-

тут от 330 долл./1000 м³ в 2011 г. до 352 долл./1000 м³ в 2015 г., до 374 долл./1000 м³ в 2020 г., до 389 долл./1000 м³ в 2025 г. и до 398 долл./1000 м³ в 2030 г. При этом допускается возможность (в крайних сценариях) изменение стоимости газа в диапазоне 246–530 долл./1000 м³ в 2020 г. и 243–601 долл./1000 м³ в 2030 г.

В США спотовые цены на газ (под влиянием сланцевой революции) по всем прогнозам будут на 100–150 долл./1000 м³ ниже, чем в Европе.

Следует отметить большое различие в моделях ценообразования на газ на разных региональных рынках и постепенное ослабление зависимости стоимости газа от цены на нефть и нефтепродукты.

Сжиженный природный газ (СПГ), спрос на который за последние 25 лет увеличился более чем в 20 раз, стоит дороже трубопроводного газа (в Европе примерно на 15 %). По-видимому, разница цен на СПГ и трубопроводный газ будет уменьшаться.

Основные потребители СПГ в настоящее время и в будущем – страны АТР. В настоящее время они покупают СПГ в основном по контрактам, базирующимся на ценовой системе, связывающей цену на газ с ценой на нефть линейно или по S-образной кривой. В Японии его эквивалентная цена в среднем на 25–35 % ниже цены нефти. Формирование рынка покупателя (а не продавца, как в настоящее время), снижение издержек производства и транспорта СПГ и формирование инфраструктуры СПГ приведет к снижению зависимости его стоимости от цен на нефть.

Китай, менее зависящий от импорта газа, чем Япония, Республика Корея или Тайвань, сумел заключить несколько контрактов на поставку СПГ на благоприятных условиях. Связь с мировыми ценами на нефть в используемой в этих контрактах формуле в 2,9 раза слабее, чем по типовым контрактам. В июне 2010 года Китай покупал в Австралии СПГ по 145 долл./1000 м³. В октябре 2011 года цена газа в Шанхае была: СПГ из Малайзии – 275 долл./1000 м³, Туркменского газа – 488 долл./1000 м³, китайского газа – 360 долл./1000 м³. В первом полугодии 2012 г. цена СПГ в Китае была уже 397 долл./1000 м³ (в Японии – 583 долл./1000 м³) [263].

Можно предположить, что в перспективе по новым контрактам различие в ценах на СПГ между Китаем и другими импортерами в АТР будет уменьшаться, а соотношение цен СПГ и нефти в регионе будет лежать в диапазоне 0,6–0,7 (в нефтяном эквиваленте).

В настоящее время в КНР действует единая цена на устье скважины. В 2011 г. она составляла 176,5 долл./1000 м³. В 2011 году была принята программа поэтапной либерализации цен. По этой программе при нефтяных котировках 85 долл. за баррель и условий net-back стоимость газа на устье скважины составит: в Сычуаньском бассейне и бассейне Ордос – 335 долл./1000 м³, в Синцзянском бассейне – 283 долл./1000 м³ [264].

По имеющимся оценкам, через 5–10 лет цена газа в Китае будет составлять 60 % от цены на нефть (по сравнению с 35 % на начало 2010 г.). Тогда при цене

нефти 100 долл./барр. газ будет стоить около 400 долл./1000 м³, а при цене 85 долл./барр. – 340 долл./1000 м³.

Мировые цены на энергетический уголь. Стоимость угля на международных энергетических рынках реагирует на изменение цен на нефть и газ. Резкое удорожание этих видов топлива привело в 2010 г. к повышению цен на экспортируемый из России уголь с 60 до 85–90 долл./т. В период 2000–2010 гг. 1 т у. т. угля в нефтяном эквиваленте в среднем равнялась 30% от стоимости газа. Импортеру угля в Европе 1 т у.т. обходится на 80–90 долл. дешевле, чем импортеру газа. По прогнозам Генерального директората по энергетике Европейской комиссии [265] импортный уголь в странах ЕС к 2020 г. будет на 50–60% дешевле импортного газа. В более позднем прогнозе Международного энергетического агентства [257] различие в ценах на газ и импортный уголь в перспективе увеличится еще больше (табл. 2.10): при удорожании газа в Европе в период 2015–2035 гг. (в реальных ценах) на 15–20 процентов цена импортируемого энергетического угля предположительно возрастет только на 6–13 %, достигнув 115–125 долл./т у.т.

Цены на мазут на международных рынках продается по более низким ценам, чем нефть. Для малосернистого (содержание серы до 1%) разница равна 20–25 %, для высокосернистого (3,5 % серы) 30–40 %. В 2010 г. средняя цена FOB импортного мазута в портах средиземноморья составляла около 460 долл./т и была на 150 долл. дешевле нефти. Из-за уменьшения спроса на топочный мазут и вытеснения его экологически более безопасным природным газом разрыв в стоимости мазута и нефти будет увеличиваться. Можно предположить, что к 2020 г. малосернистый мазут на международных рынках будет примерно на 200–250 долл./т дешевле нефти, а к 2030 г. этот разрыв может увеличиться до 300–400 долл.

В табл. 2.11 обобщены имеющиеся долгосрочные прогнозы и учтены тенденции роста цен на топливо на мировых энергетических рынках. Эти цены использовались как ориентир при прогнозировании динамики конкурентных цен в России.

Таблица 2.11. Предполагаемая динамика цен на импортное топливо на мировых рынках *

Топливо	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Нефть (Brent), долл./барр.	85–110	90–120	95–135
Трубопроводный газ (Европа), долл./1000 м ³	300–350	300–360	315–380
Трубопроводный газ (КНР), долл./1000 м ³	300–365	300–390	310–410
СПГ (АТР), долл./1000 м ³	450–490	440–490	420–500
Уголь энергетический коксующийся, долл./т у.т.	95–135	90–140	90–145
Мазут топочный, долл./т	370–490	360–500	350–510

* В сопоставимых ценах 2013 г.

2.3.2. Прогноз цен на топливо в регионах России

Значительные колебания цен на мировых энергетических рынках и усиление их влияния на формирование стоимости топлива на российских рынках значительно затрудняют прогнозные оценки и вынуждают давать прогнозы в сопоставимом виде, приводя их в ценах определенного года без учета ожидаемой инфляции.

Прогноз цен на природный газ. В настоящее время газ в России для промышленных потребителей примерно в 2,5 раза дешевле экспортируемого в Европу. Внутри страны различие в его стоимости между регионами достигает 90 и более процентов (табл. 2.12).

Таблица 2.12. Цены на природный газ в промышленности в июне 2014 г.

Федеральный округ	Руб./1000 м ³	Долл./1000 м ³
Центральный	5206	168
Северо-Западный	4773	154
Южный	5353	173
Северо-Кавказский	5345	172
Приволжский	4586	148
Уральский	2695	87
Сибирский	3938	127
Дальневосточный	4626	149
Российская Федерация	4371	191

Источник: данные [266], пересчитанные в доллары (при курсе 31 руб./долл.) и в условное топливо.

Цены на газ в настоящее время в основном регулируются государством. Свободные цены действуют при продаже его независимыми производителями и при сверхплановых поставках ОАО «Газпром». Они на 25–30 % превышают регулируемые цены. Доля конкурентного рынка будет неуклонно увеличиваться и согласно постановлению Правительства РФ в ближайшие годы внутренние цены на газ должны выйти на уровень равной доходности (цены net-back) с экспортными ценами. Такие цены будут заметно выше цен самокупаемости, обеспечивающих необходимую (минимальную) рентабельность добычи и транспорта газа.

По данным Росстата, в 2013 г. средняя цена приобретения природного газа была в 3,5 раза выше цены производителя. С освоением Ямала и других труднодоступных месторождений в Сибири и на Европейском Севере цены самокупаемости (минимально возможные цены предложения на конкурентном рынке газа) заметно возрастут.

По прогнозу Министерства экономического развития (МЭР) [261] оптовая цена газа в среднем для всех потребителей с 2013 по 2030 г. должна вырасти с учетом инфляции в 3,2 – 3,3 раза, а в реальном выражении – в 1,7 – 1,8 раза, до-

стигнув (в ценах 2010 г.) 158 долл./1000 м³ по инновационному сценарию и 220 долларов по консервативному сценарию.

Очевидно, что цены на газ и влияющие на них факторы будут различными в разных регионах.

В восточных районах страны, не охваченных Единой системой газоснабжения и ориентированных на постепенное развитие экспорта газа, переход к ценам, конкурентным с мировыми, будет более медленным. Здесь существенное влияние на формирование рыночных цен будет оказывать межтопливная конкуренция. При этом неопределенность прогнозных оценок стоимости газа на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири больше, чем в других регионах РФ.

По мере создания восточного крыла Единой системы газоснабжения и развития экспортных поставок все большую роль в формировании цен на газ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будут играть цены на энергетических рынках АТР.

Трудности прогнозирования цен на газ по регионам обуславливают крайне ограниченное число таких прогнозов. Среди них выделяется прогноз по Объединенным энергетическим системам (ОЭС), выполненный Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ) [267]. Содержащаяся в этом прогнозе погодная динамика цен отражена в табл. 2.13.

Трудно согласиться с предположением, содержащимся в прогнозе АПБЭ, что после скачка цен на газ в 2015 г. (переход на конкурентные с мировыми ценами) они практически останутся стабильными. Эта гипотеза противоречит всем известным прогнозам динамики мировых и российских цен.

Попытка прогноза возможного диапазона и динамики цен на газ по укрупненным регионам страны отражена в табл. 2.14. Верхняя граница цен определялась с учетом ожидаемых цен на внешних рынках (за вычетом транспортных тарифов, платы за транзит и экспортных пошлин). При определении нижней границы учитывалась конкурентоспособность газа с другими энергоносителями.

Таблица 2.13. Прогноз АПБЭ цен на газ по ОЭС, долл./1000 м³ [267]

ОЭС	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Центр и Северо-Запад	107	163	165	167	169
Волга	93	149	151	154	156
Юг	109	168	170	172	175
Урал: Север	69	131	133	135	137
Юг	90	141	143	145	147
Сибирь: Западная	108	155	157	159	161
Восточная	-	172	173	176	178
Дальний Восток	53	108	212	214	216

Примечание: В прогнозе АПБЭ цены даны в рублях без учета НДС и инфляции (в ценах 2010 г.). Для сопоставимости с другими прогнозами они пересчитаны в долл. США по курсу 31 рубль за долл.

Таблица 2.14. Прогноз цен на природный газ, долл.(2013)/1000 м³

Регион	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Европейская часть	130–155	135–170	140–190
Урал	120–150	125–165	130–175
Западная Сибирь	120–155	130–175	135–185
Восточная Сибирь	100–140	110–155	120–170
Дальний Восток (юг)	135–200	150–225	165–240

Источник: оценка авторов.

При прогнозировании конкурентных цен в качестве основных потенциальных потребителей газа принимались электростанции. В расчетах принималось следующее приемлемое (не дающее увеличение цены генерации) превышение цены газа над стоимостью угля («потребительский эффект» газа): при переводе действующих ТЭС с угля на газ – 15–20 долл./т у.т., для новых ПГУ ТЭС или при жестких экологических требованиях – 50–70 долл./т у.т.

Из табл. 2.14 следует, что наиболее дорогим газ будет в Европейской части РФ, а также в южных районах Дальнего Востока. Но и на этой территории он будет значительно дешевле (на 190–220 долл./1000 м³), чем в Западной и Восточной Европе и в странах АТР.

Прогноз цен на энергетический уголь. Средняя цена производителя угля на внутреннем рынке в середине 2014 года составила 1339 руб/т, а средняя цена приобретения промышленными организациями – 2073 руб/т [266]. При этом стоимость угля для потребителей сильно различается по регионам и зависит от его качества (табл. 2.15): в среднем по России 1 т у.т. бурого угля в 2,1 раза дешевле 1 т коксующегося угля.

Таблица 2.15. Соотношение цен приобретенного топлива относительно цен на газ (включая НДС) в сценариях МЭР [260], т у.т.

Топливо	2011 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Газ природный *	1	1	1	1	1
Уголь энергетический	0,87	0,67	0,45–0,53	0,4–0,49	0,38–0,49
Мазут	3,17	2,25	1,55–1,90	1,42–1,78	1,41–1,77

* В оптовых ценах в среднем.

По концепции долгосрочной программы развития угольной промышленности, разработанной в 2011 г., средняя цена потребления энергетических углей на внутреннем рынке может составить в 2030 г. 95–120 долл./т в текущих ценах [268] (в пересчете на условное топливо – примерно 135–170 долларов). Эти цифры, по-видимому, отражают оптимистический для России прогноз конъюнктуры на мировых энергетических рынках.

По более осторожному прогнозу ИНЭИ РАН [269] средняя цена энергетического угля составит 70–105 долл./т у.т. в 2015 г. и 90–125 долл./т у.т. к 2030 г.

Министерство экономического развития РФ в своем прогнозе долгосрочного социально-экономического развития РФ предполагает рост цен на уголь (с учетом инфляции) на 141–144 % в период 2015–2020 гг. и 142–154 % в следующие 10 лет [260]. Для исключения инфляции и определения сопоставимых цен можно воспользоваться принятыми в сценариях МЭР соотношениями цен угля и газа (табл. 2.15), получив в итоге среднюю по стране цену на энергетический уголь в 2030 г. в диапазоне 75–95 долл./т у.т.

Указанные и другие публикуемые долгосрочные прогнозы не рассматривают различие в ценах на уголь по регионам России. Исключением является прогноз АПБЭ номинальных цен на уголь для электростанций до 2030 года по энергосистемам и месторождениям [267]. По этим расчетам АПБЭ, например, цена кузнецкого угля в Центральном федеральном округе с 2875 руб./т (96 долл./т у.т.) в 2011 г. увеличится до 11446 руб./т (480 долл./т у.т.) в 2030 г., а в Сибирском ФО – с 1323 до 6094 руб./т (с 44 до 203 долл./т у.т.). К сожалению, "очистить" эти оценки от влияния инфляции и от НДС затруднительно.

Цены на уголь у потребителей в регионе устанавливаются в основном в результате его конкуренции между местными и привозными углями. При этом важную роль играет их качество и дальность перевозок. С увеличением экспорта усилится влияние мировых цен на рыночную стоимость угля в России. В 2013 г. доля экспорта в общих поставках угля превысила 33 %.

В настоящее время транспортные затраты в стоимости угля на электростанциях в среднем по стране составляют 33–35 %, а при его поставках на экспорт – более 50 % [270]. Средняя дальность перевозки угля с ростом экспортных грузопотоков увеличилась за последние годы в 1,5 раза, превысив 2000 км. Тариф на перевозку угля по железной дороге на расстояние 1000 км составляет примерно 0,9–1 цент/т км, а на расстояние более 3000 км – около 0,8 цент/т км.

Прогноз возможной динамики железнодорожных тарифов является важной и сложной составляющей прогноза цен на региональных рынках угля. Транспортный фактор в некоторых районах страны может влиять на формирование цены угля у потребителей сильнее, чем стоимость добычи.

В приводимых ниже результатах расчетов региональных цен на уголь принят умеренный (ниже, чем в некоторых прогнозах Минэкономразвития) рост железнодорожных тарифов.

Основным конкурентом местным углям на Урале, в Европейской части РФ и на юге Дальнего Востока является кузнецкий уголь. Он преобладает и в экспорте, где его доля достигает 80 %. Запасы и предполагаемый рост добычи кузнецкого угля позволяют, в принципе, покрыть возможный дефицит угля на всей территории России. Поэтому его стоимость с учетом затрат на перевозку может служить ориентиром максимально возможной цены на уголь во многих регионах. При этом надо учитывать влияние на стоимость угля конъюнктуры на внешних рынках⁸. Это касается не только кузнецкого угля и европейского ре-

⁸ В конце 2011 г. экспортная цена на российский энергетический уголь составляла 98 долл./т, а в декабре 2012 г. понизилась до 83 долл. [271].

гиона, но и дальневосточных углей. В перспективе Китай может импортировать из России не менее 20 млн. т.

В 2013 г. цена производства и реализации на месте добычи каменных энергетических углей в Кузбассе была 1195руб. (50 долл. (2012)/т у.т.) [271] (при средней по России 1500 руб. /т (60 долл. (2012)/т у.т.) [266]. Требуемая модернизация действующих предприятий и большие капиталовложения в новые шахты и разрезы должны привести к повышению стоимости кузнецкого угля.

Расчеты показывают, что на территории Восточной Сибири и юга Дальнего Востока стоимость кузнецкого энергетического угля будет заметно превосходить цену самокупаемости местных углей. Однако возможности добычи относительно дешевых углей во многих регионах ограничены их эффективными запасами и при значительном росте потребностей в твердом топливе может возникнуть необходимость завоза угля из Кузбасса или из других крупных бассейнов.

В табл. 2.16 приведена ориентировочная динамика рыночных цен на энергетический уголь в предположении, что во всех регионах, кроме Восточной Сибири, Якутии и севера Дальнего Востока, их верхняя граница определяется ожидаемыми ценами на ввозимый кузнецкий уголь, а нижняя – путем экспертного сравнения вероятных цен предложения углей новых местных разрезов и шахт и привозных из ближайших регионов.

Таблица 2.16. Прогноз цен на энергетический уголь, долл. (2013 г.)/т у.т.

Федеральный округ	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Центральный	82–90	87–97	92–103	95–107
Северо-Западный	79–88	84–94	89–100	93–104
Южный	80–88	85–95	88–99	92–102
Приволжский	79–87	84–94	88–99	91–103
Уральский	60–65	63–73	68–79	71–83
Сибирский:				
Новосибирская обл.	56–60	60–65	63–72	69–79
Кемеровская обл.	52–56	58–63	61–68	64–74
Красноярский край	34–38	36–41	40–45	43–52
Иркутская обл.	36–42	39–45	43–50	47–57
Забайкальский край	42–48	45–51	48–56	52–62
Дальневосточный:				
Хабаровский край	65–76	67–80	69–85	72–91
Приморский край	70–85	75–91	78–95	82–100
Республика Саха (Якутия)	45–54	50–60	51–62	53–65

Прогноз цен на топочный мазут. Прогноз цен на мазут учитывает следующие тенденции:

- высокую корреляцию цен мирового рынка на нефть и основные нефтепродукты;

- тесную взаимосвязь внутренних цен на нефтепродукты с ценами европейского рынка;
- избыток производства мазута на нефтеперерабатывающих заводах России над уровнем его внутреннего потребления.

Российские НПЗ реализуют внутри страны только 30–40 % производимого мазута, отправляя его большую часть на экспорт.

Разброс цен на мазут, отпускаемый оптовым потребителям с отдельных НПЗ, весьма широк. Соответственно значительно различаются и региональные цены на него. При средней по стране цене в середине 2014 г. 12700 руб./т (410 долл./т) в восточных регионах она была значительно выше: в Сибирском федеральном округе – 7 %, а в Дальневосточном – на 51 %.

Реконструкция и сооружение новых НПЗ, ввод в эксплуатацию новых месторождений нефти, развитие транспортной инфраструктуры должно уменьшить различие в стоимости мазута в Европейской части страны, на Урале и на Дальнем Востоке и уменьшить его относительную цену в Сибири.

Отношение цены производителя к цене нефти, поступающей на НПЗ, в России испытывает значительные колебания: 0,43–0,65 в период 2000–2007 гг., рост до 1,2 в 2008 г. и снижение до 0,84 в 2014 г. За рубежом это соотношение ориентировочно равно 0,85 (мазут 1 % серы к цене Brent).

Следует отметить, что цены на нефть в России существенно ниже, чем на мировых рынках (в июне 2014 г. на 44 %) [266].

Можно ожидать, что в перспективе соотношение цен на мазут и нефть в России будет соответствовать общемировым пропорциям. При этом мазут должен быть дешевле, чем на мировых энергетических рынках.

При определении динамики цен на мазут (табл. 2.17) использована гипотеза Министерства экономического развития об изменении соотношения цен на топливо (см. табл. 2.15) и прогноз цен на газ (см. табл. 2.14).

Таблица 2.17. Возможная динамика цен на мазут в регионах РФ, долл.(2013)/т

Регион	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Европейская часть	330–360	340–380	335–390	335–395
Урал	300–330	305–340	300–350	300–355
Западная Сибирь	280–310	290–325	285–325	285–330
Восточная Сибирь	270–300	280–315	275–315	275–320
Дальний Восток (юг)	360–395	365–410	355–415	355–420

Источник: расчеты автора.

Сопоставление динамики цен на газ и уголь (рис. 2.12) показывает, что газ будет дорожать быстрее, чем уголь. При этом соотношение стоимости 1 т у. т. газа и угля в Центральном федеральном округе увеличится с 1,2 в 2010 г. до 2,2 к 2030 г. В Восточной Сибири увеличение этого соотношения будет более медленным, но его величина – заметно больше: примерно 2,5 в 2015 г. и 3,2 в 2030 г. Это значит, что во многих районах Сибири газу будет трудно конкурировать с углем на электростанциях.

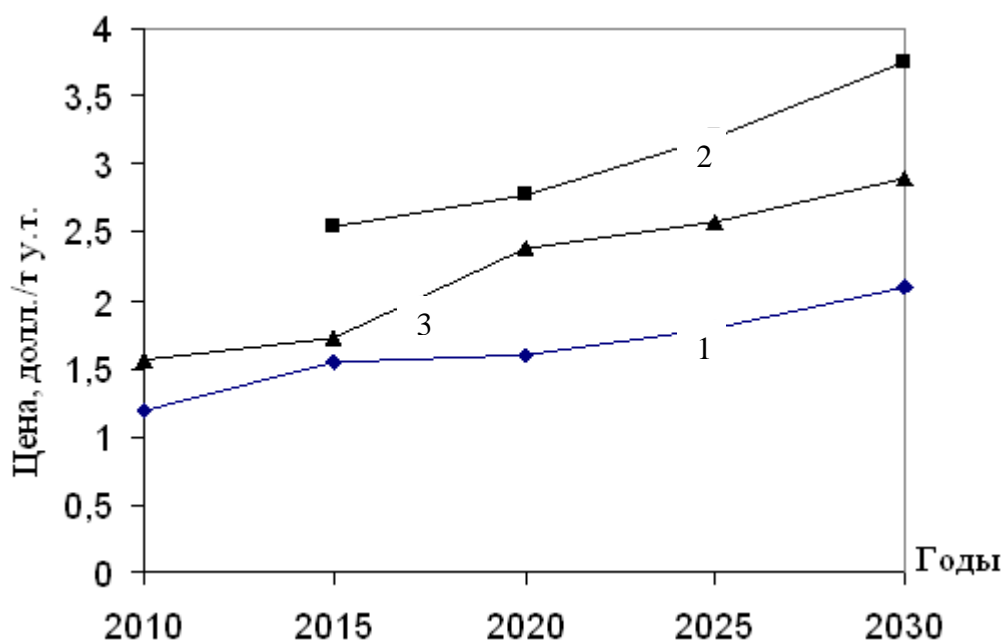


Рис. 2.12. Соотношение цен (долл./т у.т.) на газ и уголь
1 – Центр; 2 – Восточная Сибирь; 3 – Дальний Восток (юг)

2.3.3. Направления возможного развития методов долгосрочного прогнозирования цен на региональных энергетических рынках

Представленные прогнозные оценки возможной динамики цен на топливо в регионах РФ сугубо ориентировочны. Повышение обоснованности таких оценок и сужение интервалов их неопределенности требует не только улучшения качества исходной информации, но существенного развития методического подхода к исследованию долгосрочной конъюнктуры региональных энергетических рынков.

Представляется, что такой подход должен включать несколько этапов.

На первом этапе, который и использован в данной работе, определяется широкий диапазон цен на топливо на основе обобщения имеющихся зарубежных и отечественных прогнозов с анализом и учетом выявленных тенденций развития внешних и внутренних энергетических рынков.

Второй этап расчетов – предварительная оценка взаимосвязи цен и спроса на энергоносители. При этом ценовая эластичность определяется отдельно для каждой группы потребителей в рассматриваемом регионе (ТЭС, котельные, промышленные и бытовые потребители, транспорт). Для такой оценки в ИСЭМ СО РАН разрабатываются оптимизационные стохастические модели, учитывающие интервальную неопределенность цен, спроса и так называемого «потребительского эффекта». На этом этапе в моделях не учитываются ограничения на поставку топлива в данный регион. Расчеты заканчиваются определением суммарного спроса на топливо в данном регионе при заданном диапазоне цен.

Третий этап – определение ограничений (барьеров) на поставку отдельных топлив в данный регион из топливных баз общероссийской значимости. Эти ограничения должны учитывать: ограничения на добычу и транспорт по

условиям инерционности (недостатка времени на дополнительное развитие), необходимость экспорта, эффективность и инвестиционные риски для поставщиков (энергетических компаний). Эта задача решается на уровне ТЭК страны или, в первом приближении, с помощью разрабатываемых стохастических моделей потенциальных поставщиков.

Четвертый этап – повторение второго, но с включением в модели потребителей ограничений на поставку топлива с месторождения i в регион r .

Пятый этап (с возможной новой итерацией всех расчетов) – уточнение прогноза рыночных цен (результатов первого этапа) в увязке со спросом на основе согласования интересов и возможностей производителей и потребителей топливно-энергетических ресурсов.

Шестой этап – включение результатов и моделей прогнозирования конъюнктуры региональных энергетических рынков в общую схему прогнозных исследований ТЭК страны и регионов (рис. 2.13).



Рис. 2.13. Схема прогнозных исследований ТЭК страны

2.3.4. Прогнозирование цен на генерацию электроэнергии с учетом

региональных особенностей и характера неопределенности

Долгосрочные (на перспективу более 10–15 лет) прогнозы возможной динамики цен на электроэнергию являются необходимой составной частью стратегий и программ развития энергетики и экономики. Они дают представление об изменении конкурентоспособности разных типов электростанций и энергоемких видов продукции и служат важным ориентиром для принятия инвестиционных решений.

Развитие рыночных механизмов в ТЭК и реформирование электроэнергетики усложняют взаимосвязи энергетики и экономики, увеличивают неопределенность перспективных стоимостных оценок, заставляют искать новые методические подходы к долгосрочным прогнозам. Эти подходы должны учитывать множество конкурирующих субъектов энергетических рынков со всеми интересами, особенности региональных энергетических рынков, усиление прямых и обратных связей между темпами развития и структурой генерирующих мощностей и ценами на электроэнергию. Неопределенность будущих условий требует представления результатов прогнозов в виде интервала их вероятных значений.

Прогнозирование возможной минимальной стоимости электроэнергии на рассматриваемой территории (нижней границы интервала неопределенности) в общем случае предполагает следующую схему итерационных расчетов (при заданных сценариях развития экономики страны и регионов): определение спроса на электроэнергию, рассмотрение вариантов требуемого ввода мощностей и типа новых электростанций (с учетом межрегиональных энергетических связей), расчет требуемых капиталовложений, определение минимально необходимых для окупаемости затрат цены на генерацию электроэнергии и на ее доставку потребителям, оценку ее влияния на потребности в электроэнергии (т.е. ценовой эластичности спроса), корректировка спроса и новый итерационный цикл расчетов. Таких итераций может быть много из-за объективной неопределенности исходных данных, растущей с увеличением горизонта прогнозирования.

При долгосрочных прогнозах такую схему расчетов целесообразно упростить, объединив некоторые ее этапы, но добавив вероятностные оценки получаемых результатов. Такой методический подход к решению задачи долгосрочного прогнозирования цен на генерацию электроэнергии в отдельных крупных регионах рассматривается ниже. При этом особое внимание уделяется учету характера неопределенности вероятных условий развития электроэнергетики и ввода новых мощностей на рассматриваемой территории.

Методический подход к приближенной оценке стоимости генерации и конкурентоспособности новых электростанций. Цены на генерацию электроэнергии в значительной степени зависят от ее стоимости на новых электростанциях, замыкающих баланс мощности и энергии в регионе (энергосистеме). Тип и мощность этих станций в рассматриваемой перспективе можно определить, сопоставив цены самофинансирования (самоокупаемости) для каждой конкурирующей электростанции. Для новых объектов такая цена должна по-

крывать эксплуатационные издержки и включать инвестиционную составляющую, обеспечивающую за счет ожидаемой прибыли возврат заемных средств и получение приемлемого дохода на вложенный капитал ⁹.

Взаимозависимость сравнительной эффективности новых электростанций, спроса и цен на электроэнергию делает возможным и целесообразным определение рационального ввода мощностей и стоимости производства на них электроэнергии в единой оптимизационной модели. С ее помощью должна решаться задача приближенной оценки конкурентоспособности различных электростанций, разных способов рационального обеспечения заданной потребности в электроэнергии региона с учетом неоднозначности ожидаемых условий.

Такая модель под названием МИСС-ЭЛ (Модель Имитационная Стохастическая Статическая) разработана в ИСЭМ СО РАН [272]. Критерий оптимальности в этой модели – минимум цены на генерацию электроэнергии в рассматриваемом регионе, а ограничениями являются: потребности рассматриваемой территории в электроэнергии, ее возможный экспорт или импорт, мощность существующих станций и потенциально возможный ввод электростанций разного типа, ограничения на добычу или на поставку в регион газа. Все эти ограничения задаются интервально. Верхняя и нижняя границы принимаются и для цен на топливо, удельных капиталовложений и технико-экономических показателей, влияющих на себестоимость электроэнергии.

Рассматриваемые в модели крупные регионы представлены несколькими подрегионами. Это позволяет учесть особенности условий их энерго- и топливоснабжения и межрегиональные энергетические связи.

Искомymi переменными в модели являются: мощности новых электростанций, выработка электроэнергии на них, объемы потребления разных видов топлива, цены на каждой станции, а также средневзвешенная и маржинальная (предельная) цена генерации в регионе. Последняя играет ключевую роль в определении рыночной цены и соответствует цене производства электроэнергии на наименее экономичной станции из вошедших в оптимальное решение.

Для учета неопределенности приходится получать и рассматривать множество (сотни) оптимальных решений для разной комбинации исходных данных. Это предполагает использование в компьютерной программе модели МИСС-ЭЛ известного метода статистических испытаний (метод Монте-Карло).

При генерации возможных комбинаций значений исходных данных, заданных своими интервалами, используется формула бета-распределения:

$$F_x(a, b, \alpha, \beta) = (x - a)^{\alpha-1} (b - x)^{\beta-1} / B(a, b, \alpha, \beta),$$

где $B(a, b, \alpha, \beta) = \int_a^b (x - a)^{\alpha-1} (b - x)^{\beta-1} dx$, a, b – границы диапазона

⁹ Для определения такой цены разработана специальная модель ИНТАР [252]. В ней учитываются и варьируются возможные изменения за период эксплуатации себестоимости электроэнергии, налоговой политики, условий получения заемных средств, сроков строительства, коэффициентов дисконтирования и другие показатели.

неопределенности, $\alpha, \beta > 0$ – числовые параметры, определяющие характер распределения величин внутри диапазона.

Вариация параметров α и β позволяет генерировать случайные величины с самыми разными типами статистических распределений – равномерным, нормальным, логнормальным, показательным и т.д.

Сочетание оптимизации с методом статистических испытаний, используемое при решении задачи долгосрочного прогнозирования маржинальных и средних цен, позволяет учесть неопределенность стоимости топлива и других исходных данных, задаваемых интервалами своих вероятных значений.

Многовариантные расчеты МИСС-ЭЛ позволяют определять не только наиболее эффективный состав и мощность вводимых электростанций по заданному критерию для каждой комбинации возможных условий, но и инвестиционные риски каждой станции. Для этого компьютерная программа включает определение частоты (вероятность) попадания данной станции в оптимальные решения. Чем меньше эта вероятность, тем выше риск реализации соответствующего инвестиционного проекта.

Из множества рассчитанных вариантов сбалансированного ввода мощностей программа МИСС-ЭЛ формирует основной, включающий наименее рискованный состав электростанций и обеспечивающий минимальную цену генерации в рассматриваемых условиях и при заданном распределении вероятности значений основных исходных данных внутри интервала их неопределенности.

Очевидно, что величина этого интервала и характер неопределенности зависят от рассматриваемой перспективы и могут быть разными для разных регионов. Соответственно разной может быть надежность количественных оценок как вариантов ввода мощностей, так и прогнозируемых цен генерации электроэнергии на рассматриваемой территории.

Оценка влияния региональных особенностей на стоимость генерации и на инвестиционные риски. Экспериментальные расчеты и сравнения проводились для Европейской части РФ и для части Сибири, охватываемой объединенной электроэнергетической системой (ОЭС Сибири). В каждом из этих макрорегионов выделялось несколько регионов, отличающихся, прежде всего, ценами на топливо. При этом рассматривались два основных сценария: дорогое и относительно дешевое топливо. Для каждого сценария на модели МИСС-ЭЛ определялось множество сбалансированных вариантов ввода электростанций разного типа и мощности при разной комбинации исходных данных.

Условия развития электроэнергетики в рассматриваемом регионе различаются не только стоимостью топлива и прогнозируемым ростом спроса на электроэнергию, но и режимами энергопотребления (в Сибири число часов использования установленной мощности в расчетах принималось в среднем на 10–15 % выше, чем в Европейской части РФ). Дороже (ориентировочно на 5–10 %) обходится в Сибири и строительство тепловых и атомных станций.

Различия в стоимости топлива (см. табл. 2.14, 2.16) и другие региональные особенности обусловили заметное отличие в ценах на генерацию электроэнергии.

Средневзвешенная цена производимой электроэнергии всеми вошедшими в оптимальное решение электростанциями в Европейской части страны примерно на 15 % выше, чем в Сибири, а различие в стоимости генерации на станциях, замыкающих баланс электроэнергии, достигает 20 %. При относительно дешевом газе замыкающими являются угольные ТЭС, а при дорогом – газовые (ПГУ). Атомные электростанции попадали в оптимальное решение только в Европейской части РФ.

Результаты прогноза цен на генерацию электроэнергии, приведенные в табл. 2.18, дают лишь общее представление о возможной динамике цен и их различий по регионам. Очевидна условность этих прогнозов и необходимость большей их детализации в территориальном разрезе.

Таблица 2.18. Прогноз цен на генерацию электроэнергии по макрорегионам, цент (2013) / кВт·ч

Регион	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Европейская часть РФ	6,0–7,4	6,2–7,6	6,3–7,9	6,5–8,0
Урал	5,4–6,6	5,8–6,9	6,1–7,2	6,2–7,3
Западная Сибирь	5,2–6,4	6,0–7,0	6,4–7,3	6,5–7,5
Восточная Сибирь	4,8–5,7	5,0–6,0	5,3–6,3	5,5–6,5
Дальний Восток	6,2–7,1	6,7–7,6	6,9–7,9	7,0–8,1

Источник: расчеты автора.

Тарифы на оптовых рынках включают сетевую составляющую. Ее доля в структуре цен на электроэнергию в последние годы постоянно увеличивается и в настоящее время превышает 45 % (в 1990 году она составляла только 20 %). Очевидно, что в перспективе эта доля будет снижаться.

Для приближенной оценки динамики стоимости электроэнергии для крупных потребителей в промышленности показатели табл. 2.18 надо умножить на коэффициент 1,3–1,4. Тарифы на электроэнергию для населения из-за перекрестного субсидирования сейчас примерно на 13 % ниже, чем для прочих категорий потребителей. Предполагается постепенное уменьшение этого различия. За пределами 2020 г. для населения стоимость электроэнергии будет, как во многих других странах, дороже, чем для промышленных предприятий.

Расчеты и анализ на модели МИСС-ЭЛ множества получаемых сбалансированных и условно оптимальных решений позволяют определить не только цены генерации, но и средневзвешенные инвестиционные риски как для наиболее предпочтительных вариантов, так и для формирующих его проектов. Из приведенных расчетов следует, что в рассмотренных условиях рискованность вариантов электроснабжения в Сибири выше, чем в Европейской части РФ. В зависимости от сценария и принимаемого характера распределения вероятности внутри диапазона неопределенности исходных показателей средневзвешенный риск выбранных вариантов колеблется от 1 до 3 % в Европе и от 7 до 16 % в Сибири. Такая же картина характерна и для рискованности ввода отдельных электростанций (табл. 2.19).

Таблица 2.19. Доля в суммарном вводе мощностей станций с низкими и высокими инвестиционными рисками, %

Сценарий	Риск от 0 до 5 %		Риск более 60 %	
	Европа	Сибирь	Европа	Сибирь
Дешевое топливо	96–98	55–64	0–2	2–5
Дорогое топливо	82–94	70–76	1–3	3–6

Примечание: рискованность инвестиций в отдельные станции определялась как обратная величина частоте (вероятности) ее попадания в результаты многовариантных оптимизационных расчетов.

Меньшая надежность оценок ввода мощностей и соответственно прогноза цен электроэнергии в Сибири в значительной степени объясняется большей неопределенностью будущих цен на газ. Не все регионы Сибири подключены к Единой системе газоснабжения страны, а стоимость газа в них существенно зависит от возможностей и условий его экспорта.

Ориентировочное представление о значимости влияния на цену генерации стоимости топлива и других факторов дает табл. 2.20.

Результаты экспериментальных расчетов показали работоспособность предлагаемого подхода к долгосрочному прогнозу цен на генерацию электроэнергии, а также подтвердили существенную зависимость этих цен от региональных особенностей и характера неопределенности.

Таблица 2.20. Влияние отдельных факторов на возможное снижение цен на генерацию электроэнергии

Фактор	Изменение	Снижение стоимости, %			
		ТЭС угольные	ПГУ	АЭС	ГЭС
Себестоимость	Снижение на 10 %	5,7...6,2	7,8...8,3	3,8...4,3	2,2...2,7
Цена топлива	Снижение на 10 %	3,5...4	6,7...7,2	1,5...1,7	–
Число часов использования мощности	Повышение на 10 %	3,5...4	1,5...2	5,2...5,7	6,7...7,2
Капиталоемкость	Снижение на 10 %	5,2...5,7	1,8...2,3	5,8...6,3	7,3...7,8
Срок строительства	Снижение на 1 год	1,3...1,8	0,4...0,9	1,9...2,3	2,5...2,8
Процент на капитал (дисконт)	Снижение на 1 %	3,5...4	2,1...2,6	4,5...5	5,5...6

Источник: Расчеты модели ИНТАР.

2.4. Прогноз характеристик электроэнергетического оборудования

Большая часть электроэнергии, как в мире, так и РФ производится на теплоэнергетических установках (ТЭУ), использующих энергию органического

топлива и атомную. Поэтому совершенствованию их энергетической и экономической эффективности уделяется значительное внимание.

Практически постоянно происходит улучшение показателей этих установок, характеризующих указанные виды эффективности. В то же время прогнозирование изменения этих показателей в будущем лишь на основе изучения их изменений в прошлом не позволяет получить достаточно достоверной картины. Это связано с тем, что некоторые направления совершенствования ТЭУ достигают своего предела и в будущем перестают “работать”.

В частности, это относится к росту эффективности ТЭУ при неизменном составе конструкционных материалов. Для паротурбинных установок это материалы высокотемпературных поверхностей нагрева котла, а для газотурбинных и парогазовых это в первую очередь лопаточные сплавы высокотемпературных ступеней газовой турбины. При этом дальнейшее улучшение показателей ТЭУ возможно лишь при улучшении показателей конструкционных материалов.

Следует отметить, что, как правило, существуют достаточно достоверные прогнозы изменения показателей основных конструкционных материалов ТЭУ. В этих условиях прогноз роста показателей энергетической и экономической эффективности ТЭУ целесообразно основывать на росте прочностных показателей конструкционных материалов, в том числе жаропрочности.

Эффективным инструментом для такого прогнозирования являются методы математического моделирования и оптимизации. При этом в математической модели ТЭУ должны рассчитываться показатели, характеризующие условия работы материалов (механические напряжения, температуры, и др.), а в оптимизационных задачах должны учитываться ограничения на эти показатели, требующие, чтобы они не превосходили своих предельных значений. Решение задачи оптимизации показателей эффективности ТЭУ позволяет оценивать потенциал улучшения этих показателей в связи с улучшением свойств конструкционных материалов.

В качестве примера такого подхода рассмотрим оценку перспективных показателей ПГУ в зависимости от характеристик лопаточных сплавов.

Исследование влияния характеристик лопаточных сплавов на энергетические показатели ТЭУ стало возможным после разработки методики согласованной оптимизации проточной части газовой турбины и параметров цикла ГТУ и ПГУ, рассмотренной в [273] и позволяющей при оптимизации непрерывно менять параметры цикла и параметры проточной части, в том числе профили лопаток ступеней газовой турбины из жаропрочных сплавов. Знание профилей сопловых и рабочих лопаток позволяет провести расчет процесса их охлаждения и прочностной расчет. Сравнение результатов оптимизации ПГУ для лопаточных сплавов с различными прочностными свойствами позволяет оценить потенциал совершенствования показателей этих установок.

Для определения критериев экономической эффективности ПГУ, кроме нахождения ее КПД и расхода топлива, требуется также определять капиталовложения в установку. В ранее выполненных работах авторов [274, 275] капиталовложения в отдельные элементы ПГУ определялись через их удельные

стоимости. Сюда относились удельные стоимости газовых турбин, воздушных компрессоров, паровых турбин, электрических генераторов, насосов (на единицу мощности) или различных поверхностей теплообменников (на единицу массы или единицу площади). Таким образом, получались суммарные капиталовложения в установку. Указанный подход оправдан для элементов, удельная стоимость которых слабо меняется при оптимизации. К таким элементам относятся теплообменники котла-утилизатора, а также, с определенной степенью допущения, паротурбинная установка. Удельная стоимость элементов ГТУ простого цикла, как показал анализ, меняется при оптимизации весьма существенно. Вместе с тем в литературе не удалось найти зависимостей капиталовложения в ГТУ от ее основных параметров (степени сжатия воздуха в компрессоре, температуры газов перед турбиной и расхода воздуха через компрессор). Поэтому на основе анализа известных стоимостей и параметров ГТУ различной мощности была построена такая зависимость вида

$$K_{\text{тек}} = K_{\text{баз}} \left(\frac{\pi_{\text{тек}}}{\pi_{\text{баз}}} \right)^{\eta_{\pi}} \left(\frac{T_{\text{тек}}}{T_{\text{баз}}} \right)^{\eta_T} \left(\frac{G_{\text{тек}}}{G_{\text{баз}}} \right)^{\eta_G}, \quad (2.1)$$

где $K_{\text{баз}}, \pi_{\text{баз}}, T_{\text{баз}}, G_{\text{баз}}$ – капиталовложения (с учетом инфляции), степень сжатия, температура продуктов сгорания на входе в ГТ, расход воздуха на входе в компрессор для ГТ, принятой за базовую, $K_{\text{тек}}, \pi_{\text{тек}}, T_{\text{тек}}, G_{\text{тек}}$ – те же величины для ГТУ, капиталовложения в которую требуется определить, $\eta_{\pi}, \eta_T, \eta_G$ – соответствующие показатели степени. Эти показатели определялись по критерию минимума максимального относительного отклонения капиталовложений для 15-ти ГТУ. Их значения определились как $\eta_{\pi}=0,3098, \eta_T=0,425, \eta_G=0,7712$. В качестве базовой принималась ГТУ Siemens V84.2 с параметрами $\pi_{\text{тек}}=11, T_{\text{баз}}=1060 \text{ К}, G_{\text{баз}}=360 \text{ кг/с}$. Стоимость базовой ГТУ в ценах 2011 г. составляла 80,743 млн. долл. Электрическая мощность рассмотренных 15 ГТУ изменялась в диапазоне 50–270 МВт, расходы воздуха через компрессор в диапазоне 200–670 кг/с, степени сжатия в диапазоне 10–25, температуры газа перед газовой турбиной в диапазоне 1000–1700 К. Следует отметить, что максимальное относительное отклонение рассчитанной стоимости ГТУ от их известной стоимости составило 11 %.

Необходимо указать, что добиться того, чтобы зависимость (2.1) определяла абсолютно точно капиталовложения во все 15 ГТУ, практически невозможно из-за различия в комплектации оборудования, поставляемого разными фирмами и различных значений закладываемой ими нормы прибыли. Главное, что при расчетах капиталовложений вариантов ГТУ использовалась одна и та же зависимость.

В работе [274] при исследованиях энергетических установок предлагается решать три вида оптимизационных задач, которые применительно к рассматриваемым одноцелевым установкам могут быть сформулированы следующим образом.

1. Задача на минимизацию цены электроэнергии при заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложений.

2. Задача на максимизацию КПД нетто энергоустановки (или минимизации расхода топлива на единицу отпущенной электроэнергии).

3. Задача на минимизацию удельных капиталовложений на единицу полезной электрической мощности.

Математические постановки указанных задач с учетом свойств материала лопаток имеют следующий вид.

Задача 1. Требуется найти минимум цены электроэнергии

$$\min C^{\circ}(B_{\Sigma}, K, \mathcal{E}_{\Sigma}, C^T, \varepsilon, F^{\text{met}}, IRR_z) \quad (2.2)$$

при условиях

$$H(y, x) = 0, \quad (2.3)$$

$$G(y, x) \geq 0, \quad (2.4)$$

$$B_{\Sigma} = x_{\alpha} \cdot T_{\text{исп}}, \quad (2.5)$$

$$\mathcal{E}_{\Sigma} = y_l \cdot T_{\text{исп}}, \quad (2.6)$$

$$K = \psi(x, y, S), \quad (2.7)$$

$$x' \leq x \leq x'', \quad (2.8)$$

где C° – цена электроэнергии, обеспечивающая заданный уровень внутренней нормы возврата капиталовложений IRR_z ; B_{Σ} – годовой расход топлива установкой; K – капиталовложения в установку; \mathcal{E}_{Σ} – годовой отпуск электроэнергии; C^T – цена топлива; ε – вектор экономических условий (ставка налога на прибыль, ставка амортизационных отчислений и др.); H – n -мерная векторная функция ограничений-равенств (уравнения материального и энергетического балансов, теплопередачи, свойств рабочих тел и др.); F^{met} – функция влияния свойств материалов, включающая в себя: σ^{met} – зависимость предела длительной прочности материала лопатки от условий работы; $T_{c_max}^{\text{met}}$ – максимальная допустимая температура металла лопатки; τ^{met} – длительность нагрузки лопаток; y – n -мерный вектор вычисляемых переменных (параметры рабочих тел и теплоносителей в различных точках технологической схемы и др.); x – вектор независимых оптимизируемых параметров (включает величины, определяющие конструктивные характеристики установки); G – векторная функция ограничений-неравенств (ограничения на максимальную высоту лопаток ГТ, на углы расширения проточной части ГТ, предельную температуру металла лопаток ступеней турбины, неотрицательность коэффициентов r_j , на предельно допустимые температуры и механические напряжения металла труб теплообменников котла-утилизатора и др.); x_{α} – α -ый компонент вектора x , соответствующий расходу топлива в камеру сгорания; $T_{\text{исп}}$ – число часов использования установленной мощности; y_l – l -й компонент вектора y , равный полезной элек-

трической мощности установки; S – вектор удельных стоимостей элементов установки.

Задача 2. Требуется найти минимум удельного расхода топлива (на единицу отпущенной электроэнергии)

$$\min \frac{x_a}{y_l} \quad (2.9)$$

при условиях (2.3), (2.4), (2.8).

В качестве критерия эффективности в задаче 2 также может использоваться максимум КПД нетто.

Задача 3. Требуется найти минимум удельных капиталовложений

$$\min \left(K_{yo} = \frac{K}{y_l} \right) \quad (2.10)$$

при условиях (2.3), (2.4), (2.7), (2.8).

Среди трех рассмотренных оптимизационных задач основной является задача 1. Задачи 2 и 3 имеют вспомогательное значение и позволяют оценить диапазоны изменения оптимизируемых параметров и критериев эффективности.

С использованием изложенного подхода проведены оптимизационные исследования ГТУ и ПГУ оптимальной мощности. Технологическая схема рассматриваемой ПГУ представлена на рис. 2.14.

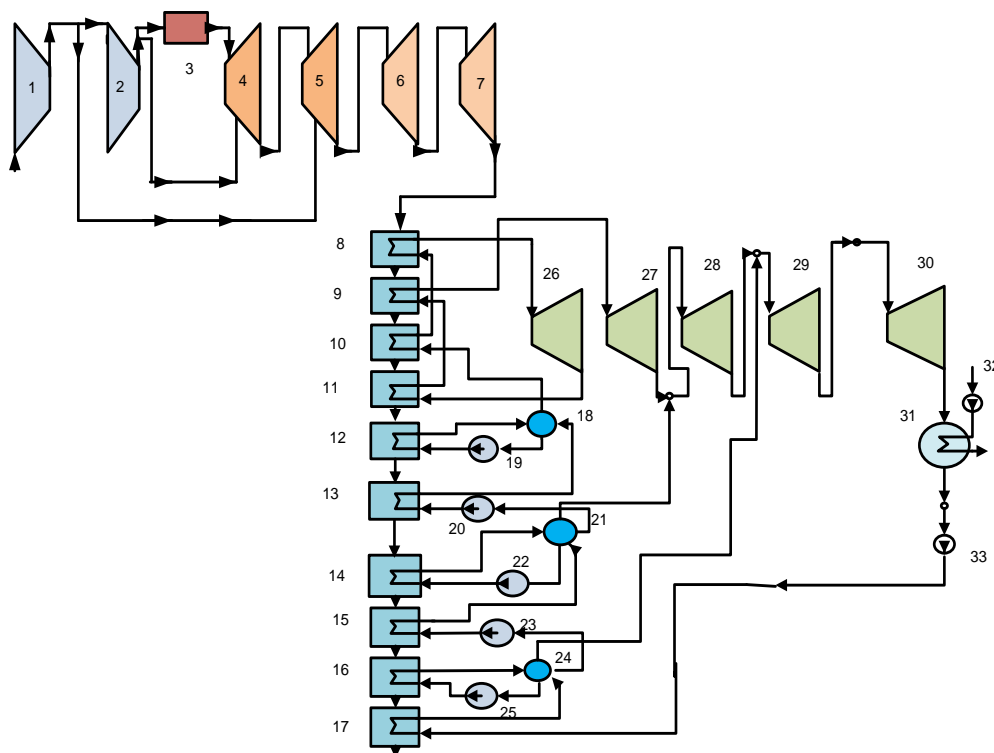


Рис. 2.14. Технологическая схема ПГУ

1, 2 – отсеки компрессора ГТ; 3 – камера сгорания ГТ; 4, 5 – охлаждаемые ступени ГТ; 6, 7 – неохлаждаемые ступени ГТ; 8–17 – котел-утилизатор; 26–30 – отсеки паровой турбины; 18, 21, 24 – барабаны-сепараторы; 19, 20, 22, 23, 25, 32, 33 – насосы; 31 – конденсатор

Технологическая схема ГТУ соответствует технологической схеме газотурбинной части ПГУ. В качестве материалов сопловых и рабочих лопаток охлаждаемых ступеней ГТ в расчетах приняты перспективный сплав ВЖМ 6 [276] и уже существующий и используемый жаропрочный сплав ЖС26. Их прочностные свойства представлены в табл. 2.21.

Таблица 2.21 . Предельная прочность сплавов ВЖМ6 и ЖС26 при различных температурах и времени нагрузки

Параметр	Значение					
	900	900	1000	1000	1100	1100
Температура материала, С°	900	900	1000	1000	1100	1100
Время работы, ч	100	1000	100	1000	100	100
Предельное напряжение при заданных температуре и времени работы ВЖМ6, МПа	595	435	315	220	180	130
Предельное напряжение при заданных температуре и времени работы ЖС26, МПа	475	350	270	145	102	81

На основании указанных данных, базируясь на методике [277], можно определить зависимость предельного напряжения от температуры и времени. В расчетах принималось, что время работы сопловых и рабочих лопаток должно быть не менее 50 тыс. ч. При расчете теплопередачи в лопатках охлаждаемых ступеней учитывался термобарьерный керамический слой толщиной 0,3 мм. Теплопроводность керамического слоя принималась 1,3 Вт/м. При решении оптимизационной задачи учитывались следующие ограничения: высоты рабочих лопаток ГТ не более 0,9 м; шаг рабочих и сопловых лопаток не менее 0,05 м; угол раскрытия проточной части для охлаждаемых ступеней ГТ не более 25°; угол раскрытия для неохлаждаемых ступеней не более 35°; скорость газа на выходе из сопловых лопаток ГТ не более скорости звука; давление продуктов сгорания на выходе из котла-утилизатора ПГУ не менее 0,104 МПа; влажность пара на выходе из последней ступени паровой турбины не более 14 % и др. Всего при оптимизации ГТУ учитывалось 156 ограничений-неравенств, а при оптимизации ПГУ – 229 ограничений-неравенств. Всего при оптимизации учитывалось 130 оптимизируемых параметров для ГТУ и 166 параметров для ПГУ. Оптимизация проводилась по указанным выше критериям. Для проведения оптимизационных расчетов была принята следующая исходная информация. Цена топлива (природного газа) равнялась 100, 200 и 300 долл./т у.т. Удельная стоимость труб теплообменников, сделанных из перлитной стали – 10 тыс. долл./т, теплообменников, сделанных из углеродистой стали – 7 тыс. долл./т. Удельная стоимость паровой турбины – 100 долл./кВт (без стоимости конденсатора), насосов – 70 долл./кВт. Доля затрат на строительные-монтажные работы принята равной 30 % от стоимости изготовления оборудования. Доля стоимости неучтенного оборудования принята 40% от стоимости основного оборудования. Внутренняя норма возврата капиталовложений – 15 %.

В соответствии с изложенным подходом для каждого сплава выполнены три серии оптимизационных расчетов, результаты которых приведены в табл. 2.22

для ВЖМ6 и в табл. 2.23 для сплава ЖС26. Каждая серия состоит из пяти расчетов: три расчета по критерию минимума цены электроэнергии при цене топлива 100 долл./т у.т., 200 долл./т у.т и 300 долл./т у.т.; один расчет по критерию максимума КПД и один расчет по критерию минимума удельных капиталовложений. Для каждого варианта были определены значения не только того критерия, по которому он оптимизировался, но и четырех остальных критериев. Первая серия оптимизационных расчетов проводилась для ГТУ. Вторая серия – для ПГУ, причем давление воздуха за компрессором, температура газа перед газовой турбиной, расход топлива в камеру сгорания газовой турбины в этой серии не оптимизировались, а принимались равными оптимальным значениям этих параметров в соответствующих оптимизационных расчетах первой серии. Третья серия расчетов проводилась для ПГУ и отличалась от второй тем, что в состав оптимизируемых были включены и три указанных выше параметра. Сопоставление результатов второй и третьей серий расчетов позволяет оценить эффективность согласованной оптимизации всех параметров цикла ПГУ и параметров проточной части ГТ (третья серия расчетов) по сравнению с эффективностью двухэтапной оптимизации, когда на первом этапе проводится согласованная оптимизация параметров цикла ГТУ и проточной части турбины (первая серия) а затем – отдельная оптимизация паровой части ПГУ (вторая серия).

Следует отметить, что на практике, как правило, используется второй вариант оптимизации ПГУ, когда на первом этапе разрабатывается ГТУ, а на втором для этой ГТУ разрабатывается паротурбинная часть, при этом зачастую в качестве критерия эффективности принимается максимум КПД.

Анализ представленных результатов показывает, что:

1) при оптимизации ГТУ по критерию максимума КПД степень сжатия в компрессоре ГТУ существенно выше, чем при согласованной оптимизации ПГУ по тому же критерию. При этом температура газа перед ГТ в первом случае заметно ниже, чем во втором. Это объясняется влиянием ограничений на механические напряжения сопловых и рабочих лопаток первой ступени ГТ. Для максимизации КПД отдельно рассматриваемой ГТУ оптимальным оказывается повышение степени сжатия за счет снижения температуры газа. Для ПГУ же, наоборот, оптимальным является повышение температуры за счет снижения степени сжатия;

2) параметры газотурбинного цикла (в первую очередь степень сжатия воздуха в компрессоре), полученные в результате оптимизации ГТУ для всех критериев эффективности, существенно отличаются от параметров, полученных в результате согласованной оптимизации ПГУ;

3) цена электроэнергии в оптимизационных расчетах третьей серии на 0,1-0,2 цент/кВтч ниже, чем в соответствующих расчетах второй серии. Из этого следует, что абсолютный эффект от согласованной оптимизации параметров газотурбинной и паротурбинной частей ПГУ с учетом объема годового отпуска электроэнергии находится в диапазоне от 3,0 до 6,0 млн. долл. в год. Гораздо больший экономический эффект (1.3-3.4 цента/ кВт·ч) дает переход от оптимизации по КПД к оптимизации по экономическим критериям;

Таблица 2.22. Основные результаты оптимизации по трем сериям расчетов для сплава ВЖМ6

Показатель	Критерий эффективности, по которому проводилась оптимизация														
	Максимальный КПД			Минимум цены электроэнергии при различных ценах топлива (C_T , долл./т у.т.)									Минимум удельных капиталовложений		
				$C_T=300$			$C_T=200$			$C_T=100$					
	Номера серий расчетов														
1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
КПД, %	42,18	61,01	63,02	40,08	59,17	57,36	39,75	57,34	54,69	38,32	54,74	53,3	31,3	47,15	46,57
Цена электроэнергии при различных ценах топлива, цент/кВт ч															
300 долл./т у.т.	15,33	15,12	13,84	14,03	11,05	10,91	14,05	11,29	11,03	14,27	11,42	11,13	16,05	11,87	11,95
200 долл./т у.т.	12,42	13,19	11,89	10,97	8,97	8,79	10,96	9,16	8,78	11,07	9,17	8,83	12,13	9,27	9,32
100 долл./т у.т.	9,51	11,1	9,94	7,91	6,9	6,65	7,88	7,02	6,55	7,87	6,93	6,53	8,21	6,67	6,68
Оптимальная полезная мощность ГТУ, МВт	182,8	177,1	234,8	322,0	316,3	321,7	330,3	310,5	322,2	333,8	313,4	309,2	322,0	320,2	311,4
Оптимальная полезная мощность ПГУ, МВт	-	264,5	362,5	-	475,3	527,9	-	476,3	523,6	-	476,6	510,7	-	485,0	480,6
Удельные капиталовложения, долл./кВт	1264	1737	1531,5	929,4	924,1	863,8	917,3	933,9	822,7	894,3	898,2	809,4	822	779	774,7
Давление газа на входе в ГТ, МПа	3,27	3,27	2,84	2,4	2,4	1,62	2,33	2,33	1,41	2,08	2,08	1,23	1,11	1,11	1,01
Температура газа на входе ГТ, К	1829	1829	2041,1	1950	1950	1963	1950	1950	1924	1947	1947	1892	1841	1841	1842
Расход топлива в камеру сгорания ГТ, кг/с	8,65	8,65	11,48	16,03	16,03	18,37	16,58	16,58	19,11	17,38	17,38	19,12	20,53	20,53	20,73
Давление острого пара, МПа	-	15,9	19,7	-	16,93	17,4	-	16,94	15,7	-	14,9	15,4	-	12,27	11,48
Температура острого пара, К	-	836	808,2	-	789,3	805,6	-	785,3	786,1	-	778,8	739	-	767	780
Расход пара на паровую турбину, кг/с	-	54,28	79,1	-	96,69	128,8	-	102,5	130,2	-	102	129,9	-	106,7	108,5
Расход охлаждающего воздуха на 1-ю ступень ГТ, кг/с	43,86	42,6	63,79	61,4	60,3	70,69	62,7	63,18	63,2	64,1	64,8	57,,2	51,9	51	50,89
Расход охлаждающего воздуха на 2-ю ступень ГТ, кг/с	10,34	9,55	21,05	20,1	19,28	24,79	21,1	19,25	21,01	20,6	19,59	19,11	18,7	17,38	17,34
Полезная мощность ПТУ, МВт	-	87,37	127,7	-	158,9	206,2	-	165,8	201,4	-	163,2	201,5	-	164,8	169,3

Таблица 2.23. Основные результаты оптимизации по трем сериям расчетов для сплава ЖС26

Показатель	Критерий эффективности, по которому проводилась оптимизация														
	Максимальный КПД			Минимум цены электроэнергии при различных ценах топлива (C_T , долл./т у.т)									Минимум удельных капиталовложений		
				$C_T=300$.			$C_T=200$			$C_T=100$					
	Номера серий расчетов														
1*	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
КПД, %	41,37	59,56	61,4	39,37	58	56,35	39,08	57,49	55,5	37,19	54,66	52,97	31,58	47,94	47,3
Цена электроэнергии при различных ценах топлива, цент/кВт ч															
300 долл./т у.т.	16,3	17,1	14,6	14,42	11,42	11,19	14,44	11,31	11,22	14,744	11,44	11,41	16,25	11,94	12,02
200 долл./т у.т.	13,34	15,1	12,60	11,31	9,31	9,03	11,29	9,17	9,01	11,44	9,20	9,10	12,37	9,38	9,42
100 долл./т у.т.	10,38	13,01	10,61	8,18	7,19	6,84	8,16	7,04	6,80	8,14	6,95	6,78	8,49	6,82	6,82
Оптимальная полезная мощность ГТУ, МВт	159,1	155,2	263	309,1	296,5	305,9	306	299,6	312,8	309,7	302,6	307,85	289,6	291,4	292,2
Оптимальная полезная мощность ПГУ, МВт	-	229,1	409,25	-	455,3	504,1	-	450,1	517,6	-	455,14	509,72	-	439,7	460,38
Удельные капиталовложения, долл./кВт	1419	2104	1648	971	971	892	961	939,5	879,3	927,9	901,7	855,1	882	816,6	810,5
Давление газа на входе в ГТ, МПа	3,24	3,24	2,76	2,3	2,3	1,61	2,2	2,2	1,52	1,88	1,88	1,34	1,16	1,16	1,07
Температура газов на входе ГТ, К	1720	1720	1962	1875,8	1875,8	1916	1875,1	1875,1	1907	1866	1866	1865	1785	1785	1801
Расход топлива в камеру сгорания ГТ, кг/с	7,67	7,67	13,28	15,66	15,66	17,85	15,62	15,62	18,6	16,61	16,61	19,2	18,3	18,3	19,42
Давление острого пара, МПа	-	11,93	19,59	-	17,2	17,02	-	16,4	18,1	-	14,89	16,31	-	12,96	12,4
Температура острого пара, К	-	784,5	803,9	-	789	796,8	-	778,4	783,1	-	748,2	782,2	-	779	781
Расход пара на паровую турбину, кг/с	-	52,7	89,25	-	96,34	124,37	-	92,04	127,3	-	93,4	127,4	-	95,11	108,7
Расход охлаждающего воздуха на 1-ю ступень ГТ, кг/с	45,24	44,7	81,11	64,4	65,37	74,2	63,4	63,2	75,54	62,81	63,31	67,6	53,5	51,91	55,94
Расход охлаждающего воздуха на 2-ю ступень ГТ, кг/с	9,07	7,39	24,86	20,76	18,76	27,59	21,03	18,1	27,16	22,3	19,66	25,48	16,5	16,38	17,76
Полезная мощность паротурбинной части, МВт	-	73,9	146,2	-	158,8	198,2	-	150,5	204,8	-	152,5	201,8	-	148	168,2

* 1 – оптимизация ГТУ, 2 – оптимизация ПГУ с фиксированными параметрами ГТУ, оптимальными для серии 1, 3 – оптимизация ПГУ с оптимизацией всех параметров

4) переход при изготовлении сопловых и рабочих лопаток газовой турбины со сплава ЖС26 на сплав ВЖМ6 обеспечивает увеличение КПД с 61,4 до 63,02 % уменьшение удельных капиталовложений с 810,5 до 774,7 долл./кВт, уменьшение цены электроэнергии: с 6,78 цент/кВт·ч до 6,53 цент/кВт·ч (при цене топлива 100 долл./т у.т.); с 9,01 до 8,78 цент/кВт·ч при (цене топлива 200 долл./т у.т.); с 11,19 до 10,91 цент/кВт·ч при (цене топлива 300 долл./т у.т.), при оптимизации по соответствующим критериям.

Таким образом, на примере ГТУ и ПГУ дана оценка увеличения энергетической и экономической эффективности этих установок при переходе на более прогрессивные материалы. Аналогичным образом можно оценить эффекты других инновационных решений.

2.5. Оценка масштабов развития когенерации по типам источников

Эффективность теплофикации. Системы теплофикации (когенерации) возникли с целью полезного использования теплоты отработанного пара, газа, образующейся в процессе выработки электрической энергии. Это позволяет значительно уменьшить потребление топлива и сократить вредные выбросы продуктов сжигания топлива и теплоты в окружающую среду. Доля электроэнергии, вырабатываемой в когенерационном цикле, в мире в последние годы постоянно растет; в частности, в Скандинавских странах она составляет 40–50 % и более. Выработка тепловой энергии в этих же странах по комбинированному циклу достигает 75–80 % и более.

Эффективность теплофикации по сравнению с отдельным производством электрической и тепловой энергии в графическом виде представлена на рис. 2.15.

По расчетам, экономия топлива при совместном производстве электрической и тепловой энергии в комбинированном цикле достигает 40 % по сравнению с отдельной схемой энергоснабжения. Она сохраняется на уровне не менее 20 % даже при росте КПД конденсационных ПГУ ТЭС до 70 %. Вместе с тем, в настоящее время лишь около 25 % электроэнергии от всего производимого в стране ее количества вырабатывается в теплофикационном режиме, при этом в среднем по всем ТЭЦ производство электроэнергии по экономичному теплофикационному циклу на 30 % ниже проектного показателя.

Приоритетные принципы построения теплофикационных систем. Основные приоритеты развития электроэнергетики должны быть направлены на максимально сбалансированное обеспечение нагрузки потребителей в соответствии с их графиком (пиковые, полупиковые, базовые нагрузки) и максимальную эффективность использования энергоресурсов. Согласно этому приоритетными должны стать следующие направления:

- максимальная топливная эффективность технологий на базе комбинированного производства энергии и утилизации теплоты конденсации водяных паров из продуктов сгорания топлива;



Рис. 2.15. Сравнительная эффективность теплофикации

- адекватность структуры генерирующих мощностей и режимов их работы спросу потребителей (ориентация на потребителя);
- сбалансированность городов по производству и потреблению энергии;
- зонирование территории по уровню централизации энергоснабжения и концентрации генерирующей мощности;
- минимально необходимое резервирование и диверсификация по энергоресурсам.

Оценка масштабов развития теплофикации. Суровые климатические условия в России создают высокий потенциал для комбинированного производства электрической и тепловой энергии. В связи с тем, что наибольшее развитие в нашей стране получили крупные ТЭЦ, основной потенциал развития когенерации приходится на относительно небольшие энергоустановки. Во многом это подтверждается опытом Скандинавских стран [278–282].

В России в действующей структуре энергоисточников около 45 % крупных тепловых электростанций работают в конденсационном режиме, т.е. вырабатывают только электроэнергию. В то же время многочисленные котельные производят тепло без получения электроэнергии, причем они потребляют вдвое больше топлива, чем крупные электростанции. Такая ситуация еще как-то оправдана при сжигании угля, однако она неприемлема при использовании газа в котельных без производства электроэнергии и на электростанциях без производства тепла, поскольку это неэффективно как с точки зрения экономичности, так и по экологическим соображениям.

Эффективность комбинированного производства тепла и электроэнергии в системах малой распределенной энергетики более усиливается еще и потому, что они, как правило, располагаются вблизи потребителя и имеют небольшие потери энергии при транспортировке. Все это обуславливает целесообразность преобразования в ТЭЦ, в первую очередь котельных, работающих на газе, поскольку они к этому наиболее подготовлены. В частности, использование жидкого топлива значительно удорожает энергоснабжение, а небольшие электростанции на твердом топливе требуют больших капитальных вложений и последующих затрат на их обслуживание. Тем более что:

1) большинство котельных изношены, они строились для работы на каменном угле, но в процессе газификации регионов РФ были переведены на газ, поэтому их тепловая эффективность очень низкая [283];

2) по данным Ростехнадзора, 70 % котельных установок в стране требуют срочной замены или модернизации [284], ежегодно 3–5 % единиц котельного оборудования переходит в группу отработавших свой рабочий ресурс.

Количественные показатели котельных по федеральным округам согласно статистической отчетности приведены в табл. 2.24.

В общем расходе топлива в 2010 г. по России в целом уголь составлял 25 %, по тепловым электростанциям около 21,0 % (5,2 % от суммарного расхода топлива на производство тепловой энергии). В топливном балансе котельных уголь занимает примерно 16 % (4,7 % от общего расхода топлива на теплоснабжение). Однако Сибирский и Дальневосточный федеральные округа имеют угольную составляющую для электростанций в среднем 73,6 и 68,0 %, для крупных котельных – 63,2% и 52,5% соответственно, а по общему расходу топлива в целом – 80,2 и 78,4 %. По отдельным регионам этих округов доля угля в среднем изменяется от 38 до 90 %, что серьезно усугубляет экологические проблемы.

Таблица 2.24. Технические показатели котельных в России и по федеральным округам за 2010 г.

Россия, федеральный округ	Число котельных	Установленная мощность, тыс. Гкал/ч	Производство тепла, млн Гкал/год
Россия	73120	581,8	872,8
Центральный ФО	16902	175,4	256,9
Северо-Западный ФО	6118	73,8	126,7
Приволжский ФО	18945	106,3	149,7
Южный ФО	7343	32,1	36,2
Северо-Кавказский ФО	2922	10,4	11,5
Уральский ФО	5088	59,1	101,2
Сибирский ФО	11019	86,9	135,3
Дальневосточный ФО	4783	36,6	55,3

Источник: Формы 11-ТЭР статистической отчетности

В других округах доля угля минимальна и составляет от 1,5 % в Южном федеральном округе до 10,0 % в Северо-Западном федеральном округе. Несмотря на предпринимаемые усилия по увеличению доли угля в топливоснабжении электростанций, его доля в структуре топлива, расходуемого на теплоснабжение, продолжает сокращаться. Так, с 2000 по 2006 г. доля угля, потребляемого на производство тепловой энергии в России, уменьшилась на 12,5 %. На электростанциях она снизилась на 18,7 %, в котельных – на 4,4 %. Доля газа за этот же период увеличилась на 4,2 %. Постепенно сокращается потребление мазута на теплоисточниках, а потребление прочих видов топлива увеличивается за счет вовлечения местных видов топлива и вторичных энергоресурсов.

Поскольку соотношение потребляемой коммунально-бытовым сектором электрической и тепловой мощности в отопительный период соответствует пропорции 1:3,5 для Европейской части РФ, то потенциально возможную электрическую мощность ТЭЦ можно оценить отношением: расчетная тепловая нагрузка потребителей (Q) / 3,5.

В настоящее время тепловая мощность котельных на природном газе соответствует 400–500 тыс. Гкал/ч, что при соотношении электрической и тепловой нагрузок 1:3,5 и коэффициенте неравномерности электрической нагрузки 0,64 позволяет получить около 200 ГВт базовой электрической мощности.

Необходимо иметь в виду, что преобразование котельных в ТЭЦ, с одной стороны, является эффективным направлением, обеспечивающим наиболее полное использование теплоты топлива, в то же время оно связано с определенными трудностями. При реконструкции отопительных котельных с использованием газотурбинных надстроек необходимо решать следующие возникающие проблемы:

- изыскание площади для размещения ГТУ;
- увеличение расхода природного газа;
- необходимость повышения давления природного газа.

Несмотря на то что использование когенерационных установок в системах малой распределенной энергетики позволяет в целом повысить эффективность энергоснабжения потребителей и обеспечить его автономность, необходимо учитывать присущие им недостатки. К их числу могут быть отнесены:

относительное повышение стоимости оборудования, строительства и эксплуатации установок;

невысокий КПД по первичному энергоносителю (особенно в летнее время);

связанность электрической и тепловой мощности, что для северных районов страны обуславливает недостаток тепловой мощности (51–58 % в балансе отпускаемой установкой мощности), или при подборе установки по тепловой мощности относительный избыток электрической мощности (42–49 % отпускаемой мощности);

периодический характер работы и неравномерная загруженность оборудования, обусловленные тем, что, расчетная нагрузка, например, отопления для квартиры средней площади (двухкомнатная) составляет менее 5 кВт, в то время как нагрузка горячего водоснабжения (при обеспечении самой теплоемкой процедуры – наполнения ванны) достигает до 24 кВт, в связи с этим характер нагрузки требует осуществлять подбор оборудования по пиковой его величине;

необходимость сооружения трансформаторной подстанции в подавляющем большинстве случаев;

необходимость иметь дополнительный источник энергии (аккумулятор) и резерв топлива на случай аварии или ремонта, а также выполнение требований по согласованию электрической и тепловой нагрузок потребителя (крупные ТЭЦ обычно имеют несколько установок в своем составе);

значительное возрастание требований к экологическим параметрам установок в связи со сжиганием дополнительного количества топлива;

значительно меньший межремонтный период и эксплуатационный ресурс энергоустановок по сравнению с котельным оборудованием;

различного рода барьеры на подключение к электрической сети (в частности, источников мощностью менее 1 МВт).

Преобразование существующих газовых котельных в ТЭЦ является наиболее значительным резервом экономии топлива. Так, потенциал превращения только паровых котельных в ТЭЦ путем установки небольших турбин противодавления оценивается в 25 ГВт со сроком окупаемости проектов 1–2 года [285, 286], а потенциал всех котельных оценивается в 200 ГВт и более [283, 287, 288] электрической мощности в зависимости от используемых энергоустановок.

Оценки показывают, что в перспективе потенциальные возможности сооружения малых ГТУ-ТЭЦ вместо неэкономичных устаревших котельных в городах и поселках могут составить суммарную электрическую мощность в 100 ГВт, количеством 12900 штук, средней единичной мощностью 7–8 МВт, а в максимальном варианте – соответственно 200 ГВт, 84000 штук, средней единичной мощностью 2–3 МВт [287].

Применение газотурбинных установок на базе прироста новых тепловых нагрузок по осторожным оценкам на уровне 2030 г. составляет около 90 ГВт, а по максимальным – около 150 ГВт.

Реконструкция существующих ТЭЦ путем их модернизации обеспечит прирост электрической мощности от 70 до 80 ГВт.

В результате минимальный потенциал по вводу ГТУ-ТЭЦ на период до 2030 г. достигает 260 ГВт, а максимальный – 430 ГВт.

Минимальная оценка является наиболее вероятной, она соответствует электрической мощности, получаемой в результате преобразования в электростанции наиболее крупных котельных и реконструкции действующих ТЭЦ. Максимальная оценка потенциала прироста электрической мощности на базе теплового потребления дополнительно включает реконструкцию средних и мелких котельных, которые могут быть переведены в режим электростанций, а также источники, сооружаемые на базе вновь вводимых электрических и тепловых нагрузок. Конечно, реальный потенциал электрогенерирующей мощности на базе тепловых нагрузок может быть определен только при конкретном уточнении по месту привязки источников, что может быть выполнено в рамках разработки схем теплоснабжения населенных пунктов.

Оценить потенциально возможные масштабы вводов ГТУ и ПГУ на длительную перспективу достаточно сложно, поскольку они во многом будут определяться развитием атомной энергетики, угольных станций, возможностями отечественных энергомашиностроительных, строительных (в т.ч. газотурбостроительных) предприятий, предельными объемами газа, планируемыми для поставки в электроэнергетику в будущем, а также изменениями в соотношениях стоимостей газа и угля. Здесь действуют две противоположные тенденции:

1) сокращение доли газа для выработки электроэнергии;

2) возможность появления технологий ГТУ на твердом топливе (древесине и угле).

Если второе направление будет реализовано, то потенциал возможных вводов ГТУ и ПГУ увеличится еще на 100-150 млн. кВт к 2050 г.

Преимущества паротурбинных ТЭЦ противодавления. Преимуществом сооружения когенерационной станции на базе котельных является то, что замена котельной с КПД 0,8 на ТЭЦ с КИТТ 1,05–1,1 и электрическим КПД 0,25–0,3 позволит получать электрическую энергию без увеличения расхода топлива: 25–30 МВт(э) на каждые 100 МВт(т) расхода топлива (с учетом коэффициента теплофикации 0,55 – 13–15 МВт(э)). Такое, например, достижимо при использовании паротурбинных ТЭЦ противодавления с системами утилизации теплоты конденсации водяных паров из дымовых газов (СУТВП). В связи с удорожанием топлива и исчерпанием пропускных способностей подводящих газопроводов от энергоисточников зачастую выгоднее создать даже дорогую ТЭЦ, но энергетически более эффективную и без усиления газопровода. Поэтому преобразование котельных в ТЭЦ целесообразно производить путем полной замены оборудования (в первую очередь там, где необходима смена котлов) с возможным переводом некоторой части котлов в пиковый режим. А в качестве теплофикационных энергоустановок необходимо рассматривать не только ГТУ и бинарные ПГУ, но и паровые турбины противодавления с СУТВП на основе технико-экономического сопоставления.

Использование паровых турбин противодавления для модернизации котельных позволяет использовать имеющиеся резервы по выпуску паровых турбин и расширяет возможности развития распределенной генерации энергии с учетом возможной модернизации турбостроительных заводов примерно до 7–10 ГВт/год. Многое зависит от поддержки государства, поскольку из-за высокой капиталоемкости, длительного срока окупаемости и инвестиционных рисков энергомашиностроение является малопривлекательным видом деятельности для бизнеса.

Потенциальные возможности теплофикации (когенерации) в России. Предельные масштабы развития теплофикации в России складываются из ряда составляющих, которые включают перевод существующих котельных в ТЭЦ, реконструкцию действующих ТЭЦ и строительство новых ТЭЦ на предполагаемый до 2040 г. прирост тепловых нагрузок. Количественные оценки потенциала электрической мощности ТЭЦ по укрупненным расчетам по централизованной зоне могут быть представлены следующими величинами:

- перевод котельных в ТЭЦ – 100 – 150 ГВт в зависимости от типа используемых теплофикационных установок.
- реконструкция ТЭЦ с увеличением мощности – 70–80 ГВт.
- прирост на базе новых тепловых нагрузок – 90–110 ГВт.
- итого – 260–430 ГВт.

Распределение этого потенциала по ОЭС России показано в табл. 2.25. Полученные оценки возможных потенциальных вводов мощности на ТЭЦ имеют

достаточно высокие значения и по величине перекрывают прогнозируемые приросты электрических нагрузок на уровне 2030 г.

Таблица 2.25. Потенциальные возможности прироста электрической мощности ТЭЦ в период 2015 – 2040 гг., млн. кВт

Наименование ОЭС	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Северо-Запада	19,7–25,8	23,5–30,8	25,4–33,2	27,3–45,2
Центра	41,3–54,2	47,6–62,4	52,2–68,4	57,0–94,5
Средней Волги	20,8–27,2	22,7–29,7	24,4–31,8	26,2–43,3
Юга	17,0–22,2	19,5–25,4	21,3–27,9	23,5–38,8
Урала	39,3–51,4	44,6–58,4	48,6–63,5	52,3–86,5
Сибири	41,9–54,7	50,1–65,5	52,9–69,2	55,9–92,5
Востока	8,3–10,6	11,6–15,2	12,3–16,0	13,0–21,5
ЕЭС России	188,3–246,2	219,7–287,4	237,1–310,0	255,2–422,2
Изолированные районы Дальнего Востока	3,7–4,8	4,2–5,5	4,6–5,8	4,8–7,8
Централизованная зона России	192,0–251,0	239,3–292,9	241,7–315,8	260,0–430,0

Для сравнения: предполагаемые вводы новой мощности по Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2030 г. должны быть в пределах 162–203 ГВт за период 2010–2030 гг.

Рис. 2.16 показывает, что основная часть прироста электрической мощности может быть получена в результате реализации потенциала развития комбинированного производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ.

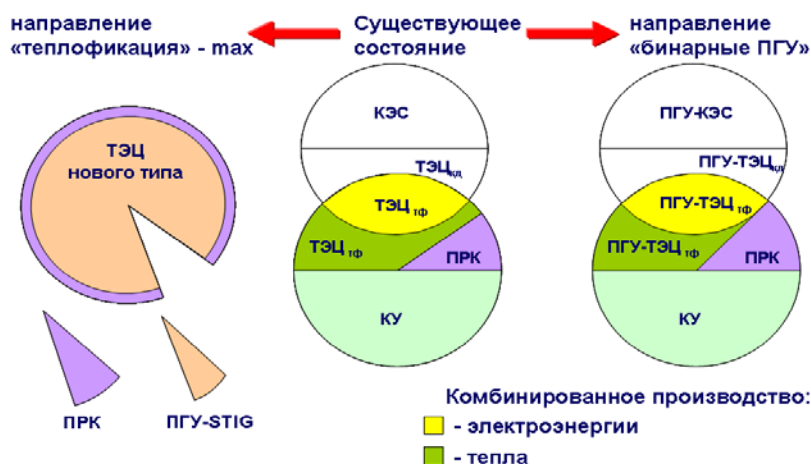


Рис. 2.16. Потенциальные возможности развития теплофикации в России: ПРК – пиково-резервные котлы ТЭЦ, КУ – котельные установки, ПГУ-STIG – маневренные ПГУ с впрыском пара в газовый тракт ГТУ

2.6. Оценка масштабов развития распределенной генерации

Факторы, определяющие масштабы использования малой распределенной генерации. Возможные масштабы внедрения малой распределенной генерации энергии (МРГЭ) определяются их конкурентоспособностью относительно централизованных систем и в рассматриваемой перспективе зависят от следующих факторов:

- уровня тарифов на присоединение к электрическим и тепловым сетям;
- принципов формирования тарифов на электроэнергию и тепло, а точнее – от соотношения тарифов на электроэнергию и тепло и стоимость топлива (энергии ВИЭ);
- практической реализации мер по недискриминационному доступу к электрической сети (в первую очередь для выдачи избыточной электроэнергии) и к поставкам природного газа;
- доступности финансовых ресурсов (кредитов);
- развитости рынка лизинга энергетического оборудования (с включением его обслуживания);
- темпов развития экономики страны в целом и конкретных регионов;
- протекционистской политики государства.

В зависимости от условий и складывающихся факторов возможны различные сферы (которые определяют масштабы использования) применения малой распределенной генерации энергии, среди них:

- 1) переход на МРГЭ только новых потребителей;
- 2) использование технологий МРГЭ для преобразования в ТЭЦ мелких газовых котельных (возможно дополнительно к п. 1);
- 3) использование технологий МРГЭ для преобразования в ТЭЦ крупных котельных (дополнительно к п. 1 и 2), в первую очередь, работающих на природном газе)
- 4) переход большинства потребителей от централизованного электро- и теплоснабжения на применение технологий МРГЭ.

На масштаб применения МРГЭ могут повлиять ограничения по:

- поставкам природного газа;
- устойчивости функционирования электроэнергетической системы;
- плотности электрических и тепловых нагрузок.

Методика оценки предельных уровней развития распределенной генерации энергии. Оптимальный уровень и масштабы применения малой распределенной энергетики, а также возможное их соотношение с крупными системами определяется индивидуально для каждой конкретной территории с учетом ее особенностей:

- соотношения электрических и тепловых нагрузок в разрезе года (на базе совмещенных графиков тепловых и электрических нагрузок);
- структуры и распределения нагрузок по территории, в том числе структуры жилищного фонда и размеров промышленных потребителей;

– наличия электрических и тепловых сетей, их пропускных способностей и состояния.

В основе выбора оборудования и мероприятий по развитию систем энергоснабжения (СЭ) должны лежать совмещенные графики (существующие и перспективные) электрических и тепловых нагрузок рассматриваемых населенных пунктов (промышленных узлов) в разрезе как года (так называемая теплоэлектрическая характеристика района теплоснабжения [289]), так и суток. В каждом конкретном случае определяется оптимальное сочетание состава оборудования системы, обеспечивающее минимальный уровень удельных затрат топлива на покрытие энергетических нужд.

Для исследования рациональных масштабов применения малой распределенной энергетики может использоваться системно-технологическая модель [290, 291] оценки эффективности энергоснабжения потребителей. Она предназначена для определения оптимальной структуры энергосистемы, включающей энергоисточники на органическом топливе и ВИЭ, для сравнения вариантов энергоснабжения, стимулирования использования возобновляемых источников энергии, оценки инвестиций на сокращение выбросов, экономию топлива и т.п. Полученные показатели позволяют оценить эффективность систем энергоснабжения предприятия, компании, города, региона, страны.

Информация, агрегированная по территориям, позволяет получить обобщенные оценки по стране в целом. Кроме того, для прогнозных балансов электрической и тепловой энергии, планирования потребностей в топливе, в оборудовании, материалах укрупненные оценки могут быть получены, исходя из потенциальных возможностей существующих источников в результате их преобразования, а также предполагаемых вводов новых мощностей. Это позволит определить предельные уровни развития распределенных источников энергии.

Характеристика существующих систем малой распределенной генерации. В соответствии со статистическими данными, приведенными в формах Росстата «Электробаланс» и 6-ТП по каждому субъекту РФ, общее количество малых электростанций в России составляет около 16,0 тыс. шт. Основные показатели (количество, установленная мощность и выработка электроэнергии) по ним приведены в табл. 2.26. Суммарная мощность малых электростанций в 2010 г. достигла 5,46 ГВт. Ими было выработано более 10 млрд. кВт·ч электроэнергии.

Суммарная мощность малых электростанций достигает 3 % от установленной мощности всех электростанций России, а вырабатывается ими около 1% электроэнергии. Наибольшая их мощность сосредоточена в Центральном, Уральском и Сибирском федеральных округах.

Оценка масштабов развития когенерационных установок распределенной генерации. Перспективы развития когенерационных установок распределенной генерации энергии (РГЭ) в России очень хорошие. Это связано, с одной стороны, с наличием большого количества котельных, на базе которых можно сооружать когенерационные установки, а с другой стороны, с тем, что неохва-

Таблица 2.26. Характеристика распределенных электростанций

Объединенная энергетическая система	Число станций	Установленная мощность, МВт	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч
Россия, всего	15974	5,46	10,44
в том числе: Северо-Запад	1976	0,85	1,61
Центр	2710	1,17	2,26
Средняя Волга	2512	0,48	1,05
Юг	2471	0,44	0,80
Урал	2114	1,10	2,10
Сибирь	2765	1,18	2,16
Восток	1426	0,24	0,46

ченными теплофикацией остались малые населенные пункты и потребители, имеющие небольшие нагрузки. Распределенная генерация может как формировать локальные (автономные) и индивидуальные системы, так и функционировать совместно с централизованными системами. Наиболее эффективным направлением развития РГЭ является преобразование существующих газовых котельных в малые ТЭЦ. Оно представляет наиболее значительный резерв экономии топлива.

Прогнозные оценки показывают, что потенциал сооружения малых ПТУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ вместо неэкономичных устаревших котельных в городах и поселках может составить суммарную электрическую мощность порядка 100-120 ГВт [287].

Реалистичные прогнозы дают в целом по стране ввод 25–35 ГВт к 2020 г. и 35–50 ГВт к 2030 г. на малых ТЭЦ, сооружаемых вместо неэкономичных котельных, т.е. до 10–15 % от суммарной установленной мощности генерации [292].

Ввод мощности распределенной генерации энергии на базе ПТУ, ГТУ-ТЭЦ для обеспечения ожидаемого прироста электрических и тепловых нагрузок на расчетный период может составить 30–40 ГВт.

В целом ввод электрической мощности РГЭ по стране по достаточно реалистичным оценкам может составить 65–90 ГВт.

Основным ограничением по вводам ГТУ-ТЭЦ являются возможности отечественных машиностроительных заводов по выпуску ГТУ (зарубежные ГТУ слишком дороги в сервисном обслуживании). В настоящее время мощности по выпуску ГТУ составляют около 2 ГВт/год, а по выпуску паровых турбин и котлов до 8–9 ГВт/год [293, 294].

С учетом того, что часть ГТУ (наибольшая по мощности) и ПТУ пойдут на сооружение ПГУ, а значительная часть ПТУ предназначена для АЭС (по планам до 1–2 ГВт/год), угольных КЭС и экспорта, на цели преобразования котельных в ТЭЦ остается примерно <0,5 ГВт/год ГТУ и несколько ГВт/год ПТУ. Возможности быстрого наращивания выпуска ограничены устаревшим и изношенным оборудованием, дефицитом финансовых средств на модернизацию,

дефицитом высококвалифицированных кадров, подготовка которых требует длительного времени и т.д. Поэтому значительное расширение производства с большой долей вероятности нереально, так как износ производственных фондов предприятий энергомашиностроения по основному виду деятельности составляет 54–57 %, в том числе машин и оборудования – более 75 % [295].

Некоторые резервы имеются в возможности кооперации с украинскими предприятиями (Харьковский, Зоря-Машпроект). С учетом возможного расширения производства можно принять на ближайшие годы потенциал выпуска некрупных ГТУ (включая ГТЭ-65, которая частично будет использована на ПГУ) в диапазоне 1–1,5 ГВт в год. Кроме того, при вводах ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ необходимо учитывать затраты на повышение примерно в 2–3 раза пропускной способности как подводящих газопроводов, так и электрических линий для выдачи электроэнергии в ЭЭС.

Несмотря на хорошие перспективы РГЭ на базе ПТУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ, масштабы их вводов во многом будут определяться проводимой технической политикой, темпами развития рынка технологий, изменением его структуры, доступностью природного газа, возможностью продажи электроэнергии и тепла в централизованные системы и т.д.

Оценивая все изложенное, следует ожидать, что предполагаемые вводы ГТУ-ТЭЦ до 2020 г. могут составить 6–8 ГВт, до 2030 г. – 22–27 ГВт.

Оценка масштабов систем малой РГЭ на базе ВИЭ. Техническая политика в сфере возобновляемых источников энергии должна быть направлена на технологическое совершенствование, реструктуризацию, диверсификацию систем энергетики России и ее регионов, обеспечивающих повышение их энергетической, экономической эффективности и надежности энергоснабжения.

Приоритетным направлением в рамках распределенной генерации энергии, как уже было отмечено, представляется ее распространение на средние и малые нагрузки (города и населенные пункты).

В рамках планируемого развития энергетики страны и ее регионов необходимо обеспечить совершенствование или создание новых технологий, организацию массового (или крупносерийного) производства оборудования и его крупномасштабное использование по следующим направлениям:

1. Ветроустановки различных конструкций для производства электрической энергии, а также их использование в технологических структурах (ГТУ (ПГУ, ПТУ), ДЭС+ВЭС) для производства электрической и тепловой энергии. Создание систем аккумулирования электрической и тепловой энергии, вырабатываемых технологическими структурами, включая применение водородных технологий.

2. Дальнейшее развитие и совершенствование проектно-конструкторских решений по сооружению малых и микро-ГЭС с целью упрощения их компоновки, возможности использования различных местных материалов и снижения стоимости строительства.

3. Солнечные коллекторы для систем отопления и горячего водоснабжения (бытового и производственного) с использованием в качестве теплоносителя воды, других жидкостей, а также воздуха.

4. Пассивные системы солнечного отопления.

5. Солнечные сушильные, варочные и другие аппараты для сельского хозяйства, пищевой промышленности, некоторых производств в отрасли строительных материалов.

6. Геотермальные установки – как чисто тепловые, в том числе в комбинации с тепловыми насосами, при сравнительно низких температурах подземного тепла, так и когенерационные, при более высоких температурах или на парогидротермах.

7. Использование с помощью тепловых насосов других низкопотенциальных тепловых ресурсов – как природного, так и антропогенного происхождения.

8. Биогазовые установки для переработки отходов растениеводства, животноводства, лесного комплекса, пищевой промышленности, а также отходов жизнедеятельности человека, с последующим сжиганием полученного биогаза в котельных установках или в индивидуальных теплогенераторах. Производство биогаза из отходов животноводства, как известно, не подрывает ресурсную базу органических удобрений, а наоборот, позволяет получить высококачественные удобрения с высоким содержанием азота и микроэлементов, при этом обеззараженные.

9. Установки по получению из отходов лесной и деревообрабатывающей промышленности высококачественного, оптимального для малых тепловых установок по гранулометрическим характеристикам, топлива – пеллет, щепы, брикетов и других продуктов.

10. Разработка и освоение высокоэффективных топливных элементов с использованием нанотехнологий.

Целесообразность и масштабы использования возобновляемых источников энергии определяются в первую очередь их экономической эффективностью и конкурентоспособностью с альтернативными энергетическими технологиями. Основными преимуществами ВИЭ по сравнению с энергоисточниками на органическом топливе являются практическая неисчерпаемость ресурсов, отсутствие топливных затрат и выбросов вредных веществ в окружающую среду. Однако они, как правило, более капиталоемкие и их доля в общем энергопроизводстве пока невелика (за исключением гидроэлектростанций). Согласно большинству прогнозов, эта доля останется умеренной и в ближайшие годы. Во многом это обусловлено тем, что если экономические условия для развития малых ГТУ-ТЭЦ достаточно приемлемы уже в настоящее время, то для развития распределенной генерации на ВИЭ пока не созданы необходимые экономические, законодательные и организационные условия. Для России создание таких условий является одной из важнейших первоочередных задач. Без внимания и активной поддержки государства развитие РГЭ с источниками на ВИЭ будет иметь весьма ограниченную сферу применения.

Вместе с тем, во многих странах мира возрастает интерес к разработке и внедрению нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, причем во всех странах ВИЭ дотируются государством.

Прогноз развития ВИЭ до 2020 г. по Стратегии-2020, составленный в 2000 году оказался слишком пессимистическим. Предполагалось, что к 2010 году доля ВИЭ в производстве электроэнергии, включая малые ГЭС, составит 1,0 %. Этот показатель практически достигнут в 2005 году. С опережением прогнозов росло производство тепловой энергии на базе ВИЭ, которое составило в 2005 г. 95 млн Гкал, при прогнозируемых на 2010 г. 70 млн Гкал. Однако следует отметить однобокость развития данных источников, поскольку, указанный рост произошел в основном за счет увеличения прямого сжигания древесины и древесных отходов, а также увеличения производства электроэнергии за счет более полного использования малых тепловых станций, работающих на отходах целлюлозно-бумажных и деревообрабатывающих производств. Подвижки же в использовании новых возобновляемых технологий крайне малы, так что проблемы стимулирования использования ВИЭ остаются и требуют незамедлительного решения.

В табл. 2.27–2.29 приведены данные по использованию ВИЭ за период с 2000 по 2008 годы. Доля ВИЭ в производстве электрической энергии, включая малые ГЭС, составила около 0,9 % или 9,4 млрд кВт·ч (табл. 2.27), а доля ВИЭ в производстве тепловой энергии – 4,7 % или 639,35 млн Гкал (табл. 2.28). Совместно с централизованными поставками дров доля ВИЭ в производстве первичной энергии составила 1,1 %, а во внутреннем потреблении – 1,9 % (табл. 2.29).

Несмотря на относительное расширение использования возобновляемых источников энергии в России, их практическое применение во многом обусловлено энтузиазмом отдельных людей и коллективов, при этом дальнейшее развитие систем с ВИЭ без ощутимой поддержки государства будет иметь определенные трудности.

Вместе с тем тенденции развития мировой энергетики, в том числе стремление к улучшению экологии окружающей среды, истощение ресурсов органического топлива и т.д. требуют от России значительного увеличения доли ВИЭ в энергобалансе страны.

Прогноз развития распределенной генерации. Наиболее полный прогноз развития систем малой распределенной энергетики в стране приводится в «Генеральной схеме размещения объектов энергетики до 2030 г.»[296]. Он предполагает, что за предстоящий 15-летний период (до 2030 г.) будет введено 3,1–5,9 ГВт электрической мощности на малых ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ, а также 6,1–14,3 ГВт электрической мощности с использованием ВИЭ. Производство электрической энергии возобновляемыми источниками энергии к 2030 г. согласно этому прогнозу будет находиться в пределах 2,0–3,9 %. Это несколько ниже, чем объем производства электроэнергии, планируемый в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 г., который к 2015 г. должен

достигнуть 2,5 %, а к 2020 г. – 4,5 % от суммарного производства электроэнергии в стране.

Таблица 2.27. Выработка электрической энергии в России на базе возобновляемых источников энергии с 2000 по 2008 г., млн кВт·ч

№ п/п	Тип установки	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2008
1	Ветроэлектростанции	2,917	4,120	6,774	10,381	9,864	9,659	5,235
2	Геотермальные электростанции	58,2	91,2	149,1	313,1	395,0	396,4	464,6
3	Малые ГЭС	2301,2	2371,2	2413,0	2276,7	2741,0	2788,0	3178,5
4	Тепловые электростанции на биомассе	1895,3	2226,5	2426,5	4750,3	5520,0	5184,0	5941,2
5	И т о г о	4257,6	4693,4	4994,9	7350,5	8665,9	8378,0	9589,5
	Производство электроэнергии на всех электростанциях	877800	891300	891300	916300	931900	953100	1033327,8
	Доля возобновляемых источников энергии, %	0,48	0,53	0,56	0,80	0,93	0,88	0,9

Источник: Отчеты о технико-экономических показателях и расходе условного топлива на электростанциях России, Госкомстат России.

Таблица 2.28. Отпуск тепловой энергии в России на базе возобновляемых источников энергии с 2000 по 2008 г., тыс. Гкал

№	Тип установки	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2008
1	Тепловые электростанции с использованием биомассы	8900	9720	10668	15550	19592	16773	14394
2	Котельные с использованием биомассы	45000	46000	46500	48000	48000	48500	47600
3	Солнечные коллекторы	30,0	31,0	32,0	33,0	35,0	36,0	25,0
4	Тепловые насосы	380	390	400	410	450	460	130
5	Мусоросжигающие заводы и установки	300	300	300	300	300	300	130
6	Биогазовые установки, станции аэрации	2000	2000	2000	2000	2000	2000	35
7	Геотермальные системы теплоснабжения	1000	1000	1000	1100	1150	1200	1200
8	И т о г о	57610	59441	60900	67393	71527	69269	63514
	Отпуск тепловой энергии, всего в России (по 191500 предприятиям), млн Гкал	1420,0	1440,0	1426,9	1422,1	1402,1	1420,0	1604
	Доля возобновляемой энергии, %	4,10	4,10	4,30	4,74	5,10	4,9	4,5

Источник: Производство важнейших видов продукции по электроэнергетике, ГНЦ Госкомстата России

Исходя из анализа наличия ресурсов, потребности в электрической и тепловой энергии, возможностей производства оборудования один из предложенных компетентных прогнозов ввода мощности на базе ВИЭ до 2030 г., представлен в табл. 2.30 [297, 298].

В соответствии с вышеизложенным анализом ситуации и выполненными расчетами прогноз ввода электрической и тепловой мощности МРГЭ в России, а также производства электроэнергии и тепла до 2030 г. в зоне централизованного электроснабжения может быть представлен в виде оценок (табл. 2.31). Эти оценки приведены для условий, когда наряду с ГТУ-ТЭЦ сооружаются малые паротурбинные ТЭЦ. Увеличение вводов мощностей источников РГЭ позволит сократить вводы газовых КЭС.

Таблица 2.29. Доля ВИЭ в производстве и внутреннем потреблении первичной энергии в России

Вид деятельности	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2008
Производство электрической энергии, млрд кВт·ч	4,25	4,69	4,99	7,35	8,66	8,37	5,97
Замещение органического топлива за счет производства электрической энергии, млн т у.т	1,46	1,61	1,71	2,52	2,97	2,88	2,03
Производство тепловой энергии, млн Гкал	57,61	59,44	60,9	67,39	71,52	69,26	62,5
Замещение органического топлива за счет производства тепловой энергии, млн ту.т	11,46	11,82	12,11	13,34	14,09	13,50	12,1
Дрова, млн т у.т	5,4	5,2	5,1	5,0	5,0	5,0	5,2
Всего, млн т у.т	18,3	18,6	19,0	20,9	22,1	21,4	14,096
Производство/потребление первичной энергии, млн т у.т	<u>1408</u> 907	<u>1455</u> 918	<u>1505</u> 919	<u>1607</u> 938	<u>1687</u> 956	<u>1722</u> 960	<u>1814</u> 1009
Доля ВИЭ в производстве/потреблении первичной энергии, %	<u>1,3</u> 2,0	<u>1,3</u> 2,0	<u>1,3</u> 2,1	<u>1,3</u> 2,2	<u>1,3</u> 2,3	<u>1,2</u> 2,2	<u>1,06</u> 1,91

Источник: Российский статистический ежегодник

Оценка доли распределенной генерации в общем производстве электрической и тепловой энергии выполнена на основе анализа структуры производства возобновляемых источников энергии и систем когенерации и представлена в табл. 2.32. В теплоснабжении доля распределенной генерации, как оказалось, примерно соответствует ее величине в электроснабжении. Это обусловлено тем, что к РГЭ отнесены только нетрадиционные и возобновляемые источники энергии, расположенные в зоне централизованного энергоснабжения. При учете в структуре баланса теплоисточников децентрализованного сектора доля производства тепловой энергии может увеличиться вдвое.

Таблица 2.30. Прогноз вода мощности на базе ВИЭ в России

ВИЭ		2005	2005–2010	2010–2020		2020–2030	
				п	о	п	о
Геотермальная	МВт (эл)	70,5	4 (бин)	1000	2000	2000	4000
	МВт (тепл)	230	10	1000	2000	5000	10000
Малые и микро ГЭС	МВт	680	20	200	1000	500	1500
Приливные ЭС	МВт	–	–	3000	3000	6000	6000
Ветровая	МВт	12	50	1000	3000	5000	10000
Солнечная	МВт (эл)	0,1	5	50	100	1000	1000
Солнечные коллекторы	тыс. м ²	100	100	500	1000	1500	2000
	МВт (тепл)	50	50	250	500	750	1000
Биомасса	МВт (эл)	1240	5	500	1500	1500	4000
	МВт (тепл)	4330	15	900	1800	3000	6000
Всего:	МВт (эл)	2012	84	5750	10600	16000	26500
	МВт (тепл)	4610	75	2150	4300	8750	17000

Примечание: п – пессимистический прогноз; о – оптимистический

Таблица 2.31. Прогноз развития распределенной генерации энергии на период до 2030 г.

Вид источника, показатель	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Газотурбинные, парогазовые и паротурбинные (противодавленческие) ТЭЦ						
Производство электроэнергии, млрд кВтч	1,2	10,44	15	36	57	101,0
Электрическая мощность, млн кВт	0,45	5,46	7	12	16	21,9
			8,05	15	20	26,88
Возобновляемые источники энергии						
Производство электроэнергии, млрд кВтч	7	8,95	9	14,5	20	33,6
Электрическая мощность, млн кВт	2,2	2,25	2,51	3,93	5,13	9,95
			3,5	6,95	10,07	15,9
ИТОГО источники РГЭ						
Производство электроэнергии, млрд кВтч	8,2	19,39	24	50,5	77	134,5
Электрическая мощность, млн кВт	2,65	7,71	9,51	16,29	21,13	31,9
			11,55	21,35	29,33	43,0
Распределенные теплоисточники, всего						
Производство теплоэнергии, млн Гкал	4,2	13,56	47,2	109	150,2	219,9
Тепловая мощность, тыс. Гкал/час	1,5	3,62	12,74	36,52	51,5	76,3
			18,25	45,95	61,4	86,9

Согласно полученным результатам, в России доля ТЭЦ в производстве электроэнергии в первой половине 21 века будет на уровне 32–35 %. Однако большая часть ТЭЦ не может быть отнесена к системам распределенной генерации энергии.

Таблица 2.32. Доля распределенной генерации в России, %

Показатель	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Производство электроэнергии без ПТУ	0,8	1,9	2,1-2,5	3,8-4,5	5,2-6,6	8,6-10,2
Производство тепловой энергии	0,3	0,5	1,8-2,5	5,0–6,4	7,1-8,5	10,0–11,5

В России рост доли распределенной генерации при ужесточении экологических ограничений объясняется увеличением использования ВИЭ (совместное производство электричества и тепла с использованием биомассы, солнечной и геотермальной энергии) и мини-ТЭЦ.

Роль ВИЭ в системах распределенной генерации значительно выше, чем для всей энергетики в целом. Наибольшее значение имеют ветровая и геотермальная энергия, а в случае введения экологических ограничений – и солнечная. Роль гидроэнергетики в системах РГЭ относительно невелика, потому что большая часть гидроресурсов используется в системах централизованного электроснабжения.

В целом можно говорить о том, что характерные особенности российской энергетики (низкая плотность нагрузок, большая протяженность коммуникаций, повышенные требования к надежности энергоснабжения из-за суровых климатических условий) определяют высокую актуальность развития в стране систем РГЭ. Однако при отсутствии развитого правового поля и активной позиции государства осуществить это крайне сложно.

2.7. Оценка масштабов развития гидроэнергетики

2.7.1. Современные проблемы российской гидроэнергетики

Гидроэнергетика сохраняет важную роль в электроснабжении нашей страны. Установленная мощность гидроэнергетических объектов на 1.01.15 после восстановления всех агрегатов на Саяно-Шушенской ГЭС и ввода на полную мощность Богучанской ГЭС достигла 50,66 ГВт. И в 2014 г. они выработали 175,0 ТВт·ч электроэнергии (16,5 % ее общего производства в РФ).

Продолжается сооружение гидроэнергетических объектов различных типов и мощностей в разных районах страны. В принимаемых программных документах гидроэнергостроительство рассматривается как одно из направлений развития электроэнергетики в видимой перспективе.

Вместе с тем в функционировании и развитии отечественной гидроэнергетики в настоящее время существует ряд серьезных проблем. Они связаны как с общей экономической ситуацией, сложившейся в России, так и специфическими особенностями отрасли и условиями ее развития и функционирования.

Техническое состояние гидроэнергетики России. Следует сказать, что на начальном этапе функционирования Федерального оптового рынка электроэнергии (и мощности) (ОРЭМ) основной целью использования ГЭС было полу-

чение как можно большей прибыли. При этом, в частности, недостаточным было внимание к техническому обслуживанию, замене, реконструкции и перевооружению генерирующего и вспомогательного оборудования на гидроэлектростанциях.

Сказанное в конечном счете привело к катастрофической аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г., унесшей жизни многих людей. По поручению В.В.Путина было проведено обследование технического состояния всех действующих ГЭС страны и разработаны программы их технического перевооружения.

Реализация указанных программ требовала значительных затрат и до сих пор не осуществлена в полном объеме. Успешным примером можно назвать восстановление и модернизацию Саяно-Шушенской ГЭС, полностью переоснащенную отечественным генерирующим оборудованием за счет собственных средств ОАО "РусГидро". В 2014 г. она выведена на полную установленную мощность 6400 МВт.

Серьезным недостатком большинства программ модернизации действующих ГЭС является ориентация на импортируемое оборудование, устройства и приборы, а также запасные части и детали к ним. В электроэнергетике они составляют около 40 % общей потребности. В настоящее время это обусловило серьезную зависимость не только гидроэнергетики, но и всей системы электроснабжения России от импорта техники.

В связи с этим в 2014 г. электроэнергетика России в целом столкнулась с проблемой импортозамещения, обусловленной санкциями, введенными США, Канадой и ведущими европейскими странами после украинских событий. Страна к быстрому решению этой проблемы не готова. Кроме ограниченности мощности соответствующих предприятий недостатка специалистом здесь проявляются и низкие технический уровень и качество продукции отечественных энергомашино- и приборостроения и электротехнической промышленности из-за их отставания от технического уровня, достигнутого в мире.

Данная проблема – один из самых серьезных вызовов для обеспечения устойчивого функционирования действующих и строительства новых ГЭС в России на современном этапе. Надежда на техническую помощь в этой области, в частности, возлагается на сотрудничество с Китайской Народной Республикой.

Водохозяйственные проблемы гидроэнергетики России. В 2006 г. принят новый Водный кодекс РФ, который кардинально изменил нормативно-правовую базу управления водными ресурсами России. Этот акт направлен на охрану и защиту природных ресурсов, в данном случае водных, от истощения и загрязнения в условиях либерализации экономики страны.

Однако вместо экономического, который был бы более приемлем в рыночных условиях, в данном Кодексе заложен административный, централизованный подход к управлению водными ресурсами. Они объявлены федеральной собственностью. При этом гарантируется общедоступность и бесплатность их

использования для любых физических и юридических лиц при условии соблюдения ими экологических требований.

На основе Кодекса создана иерархически построенная государственная система водохозяйственного управления, которая включает Министерство природных ресурсов и экологии и находящееся в его ведении Федеральное агентство водных ресурсов, которому подчинены 14 бассейновых водуправлений: Амурское, Верхне-Волжское, Верхне-Обское, Двинско-Печорское, Донское, Енисейское, Западно-Каспийское, Камское, Кубанское, Ленское, Московско-Окское, Невско-Ладожское, Нижне-Волжское и Нижне-Обское. Государству принадлежат и все крупные водохранилища, а также гидротехнические сооружения комплексных гидроузлов. Финансирование водохозяйственной и природоохранной деятельности осуществляется за счет государственных и муниципальных средств.

Вместе с тем новый Водный Кодекс принципиально изменил условия использования водных ресурсов для производства электроэнергии на гидроэлектростанциях. Гидроэнергетика потеряла приоритетную роль в комплексных гидроузлах. А режимы использования воды из водохранилищ ГЭС полностью подчинены выполнению водохозяйственных и экологических требований, а также требований безопасности. Этой цели служат Правила использования водных ресурсов (ПИВР) водохранилищ, а в качестве единственного инструмента ведения режимов регулирования стока выступают их модифицированные диспетчерские графики. Особенность этих графиков состоит в жесткой увязке назначаемых расходов воды через турбины ГЭС и водосбросные сооружения гидроузлов с уровнем их водохранилищ. Так, линия безопасности на этих графиках соответствует НПУ водохранилищ. Это означает, что холостые сбросы воды через водосбросные сооружения разрешается осуществлять только после их заполнения до этой отметки.

Автоматическое распространение этого правила на все гидроузлы страны привело к пренебрежению целевой направленностью, на которую отдельные из них ориентировались при проектировании и строительстве. Это повлекло за серьезные последствия. Примером может, в частности, служить ситуация, сложившаяся на Зейской ГЭС на р. Зея и Бурейской ГЭС на р. Бурей при пропуске дождевого паводка в бассейне Амура летом 2013 г. Как известно, одной из главных целей сооружения этих ГЭС была борьба с наводнениями. Для этого на проектных диспетчерских графиках их водохранилищ предусматривались специальные противопаводковые емкости, которые должны были освободиться при угрозе наступления катастрофических паводков. Задержка воды в этих емкостях позволяла существенно снизить расходы в нижних бьефах данных гидроузлов. Однако при формальном выполнении указанного правила в 2013 г. на рассматриваемых гидроэлектростанциях это не было сделано, и реализованные на практике режимы холостых сбросов не позволили дополнительно снизить расходы воды и уменьшить негативные последствия на всем нижнем течении Амура.

Данное обстоятельство имеет еще одно важное последствие. Принято решение о сооружении на реках бассейна Амура четырех так называемых "противопаводковых" ГЭС (Нижне-Зейской, Селемджинской, Гилойской и Нижне-Ниманской). В свете сказанного понятно, что это решение требует дополнительного обоснования.

Еще одним примером нарушения требований безопасности на действующей гидроэлектростанции является ситуация, сложившаяся на Иркутской ГЭС в связи с изменением проектных параметров ее водохранилища (Постановлением Правительства РФ № 234 от 23 марта 2001 г. "О предельных уровнях Байкала" допустимые уровни озера ограничены отметками 456 и 457 м в Тихоокеанской системе высот), а также ограничением максимально допустимого расхода в ее нижнем бьефе по условиям социально-экономической безопасности. Последнее вызвано хозяйственной освоенностью территории периодического затопления в г. Иркутске. В результате существует неотвратимая угроза затопления этой территории при наступлении даже невысоких дождевых паводков. Аналогичное положение наблюдается и на принадлежащем Республике Бурятия восточном побережье оз. Байкал, являющемся основной частью водохранилища Иркутской ГЭС.

Как показывают приведенные примеры, современная нормативно-правовая база водохозяйственного управления в России недостаточно учитывает сложившиеся условия работы конкретных гидроузлов, что создает серьезный риск нарушения безопасности населения и хозяйственной деятельности в зоне их влияния. Поэтому должны быть предприняты специальные исследования реальной ситуации на всех российских гидроузлах, с тем чтобы быть готовыми к чрезвычайным ситуациям и предотвратить их последствия.

Происшедшие изменения в управлении режимами гидроэлектростанций в составе водохозяйственных систем и комплексов и подчинение режимов ГЭС выполнению водохозяйственных и экологических требований существенно ограничили возможности рационального использования водных ресурсов в интересах как гидроэнергетики, так и системы электроснабжения отдельных регионов в целом. Однако они мало сказались на функционировании гидроэнергетики на оптовых рынках электроэнергии и мощности. В частности, бесплатность водных ресурсов сама по себе и отсутствие других экономических механизмов, в том числе изъятия гидроэнергетической ренты, создают условия для получения сверхприбыли от продажи электроэнергии гидроэлектростанций.

Гидроэнергетика России в рыночных условиях. Вследствие рыночных реформ в электроэнергетике страны в целом и гидроэнергетике в частности изменились институциональные основы и парадигма управления их развитием.

Сразу отметим, что принятая схема управления функционированием оптового рынка электроэнергии и мощности России в долгосрочном разрезе сама по себе не обеспечивает устойчивого развития генерирующих мощностей. Это объясняется отсутствием в его инструментах экономических сигналов о возможном дефиците генерации, которые могли бы стимулировать привлечение

инвестиций в новую генерацию с заблаговременностью, необходимой для сооружения электростанций.

Для преодоления этого недостатка ОРЭМ в России создана государственная система управления развитием электроэнергетики [299], предусматривающая регулярную разработку и периодическое уточнение генеральных стратегий, программ и схем развития отрасли в стране в целом и в отдельных регионах, а также схем развития национальной электрической системы, объединенных и районных энергосистем. Так, перспективы развития генерации разрабатываются в Энергетической стратегии РФ [300], Сценарных условиях развития отрасли на 20 лет [301] и непрерывно уточняются Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики и Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 7 лет [296]. Именно в этих документах обосновываются строительство конкретных ГЭС исходя из общих потребностей в генерирующих и маневренных мощностях в отдельных регионах страны. Однако ввиду децентрализации управления электроэнергетикой сформулированные в указанных документах предложения по существу носят только рекомендательный характер.

Решения о начале проектирования и особенно строительства конкретных энергетических объектов, в частности ГЭС и ГАЭС, принимается в каждом случае отдельно с учетом возможностей кооперации государственного ОАО "РусГидро" и частных инвесторов. При этом не исключаются и волевые решения руководителей страны без учета экономической обоснованности и реальных условий их реализации. Примером последнего может служить решение о завершении строительства Богучанской ГЭС на Ангаре, продолжающегося почти 30 лет. Формально это решение увязывалось с созданием Богучанского энергометаллургического объединения (БЭМО) с сооружением, кроме ГЭС, Богучанского алюминиевого завода и лесоперерабатывающих предприятий Среднеангарского территориально-производственного комплекса. Инвестирование стройки предполагалось осуществлять совместно ОАО "РусГидро" и ОАО "ЕвроСибэнерго" при создании электрических сетей для присоединения ГЭС к объединенной энергосистеме Сибири за счет государства. Вместе с тем при реализации данного проекта на заключительной его стадии возник ряд серьезных проблем [302]. Кроме финансовых затруднений они были вызваны, в частности, противоречием между стремлением быстрее запустить ГЭС на полную мощность и фактической потребностью в ее электроотдаче. До 2014 г. отсутствовали линии 500 кВ для выдачи мощности ГЭС в ОЭС Сибири, а БогАЗ не пущен до настоящего времени. Это создает значительные трудности для возврата кредитов. Кроме того из-за стремления ускорить заполнение Богучанского водохранилища до пусковых отметок первых агрегатов нарушались требования речного транспорта на Средней и Нижней Ангаре и маловодном Енисее, что нанесло большой экономический и социальный ущерб населению Красноярского края. До сих пор не решены и проблемы, связанные с заполнением Богучанского водохранилища до НПУ на территории Иркутской области.

Приведенный пример наглядно показывает, насколько серьезной может быть проблема использования энергоотдачи новых гидроэлектростанций, особенно сооружаемых на неосвоенной территории.

Для привлечения инвестиций в развитие генерирующих мощностей в нашей стране используются специальные механизмы, гарантирующие обязательную закупку электроэнергии на оптовом рынке новых ГЭС (так же, как и АЭС) и их мощности на долгосрочном рынке. Такие механизмы призваны способствовать возврату инвестиций в сооружаемые объекты [303]. Однако при этом сохраняется проблема недостаточной потребности в электроэнергии и мощности в зоне влияния этих ГЭС. А принятая заблаговременность проведения конкурсных отборов мощности (один или 4 года) недостаточна для реализации решений по строительству большинства типов электростанций, в первую очередь ГЭС. Кроме того оплата мощности, поставляемой на долгосрочный рынок, приводит к повышению платы за присоединенную мощность для ее потребителей.

Из сказанного следует, что принятая схема и механизмы ОРЭМ создают благоприятные условия для получения прибыли собственниками действующих ГЭС и в какой-то мере способствуют ускорению окупаемости новых объектов. Однако при этом остается вопрос об экономической обоснованности и финансовой привлекательности нового гидроэнергостроительства. К сожалению, этому не способствуют регулирование государством цен на электроэнергию, а также низкие темпы роста потребности в электроэнергии в стране.

Из-за недостаточной финансовой привлекательности решающими при принятии решений о проектировании и сооружении новых энергетических объектов на современном этапе остаются другие факторы: потребность в маневренных мощностях, районообразующая роль гидроэнергостроительства, обеспечение потребностей экспорта электроэнергии и др.

На перспективах развития гидроэнергетики страны несомненно скажется и ожидаемое изменение энергетической стратегии России и роли электроэнергетики в экономике нашей страны на период до 2035 г. Вместо "локомотива экономического развития" ей предлагается отвести, наряду с транспортной, водохозяйственной, коммуникационной и информационной, инфраструктурную роль [300].

2.7.2. Перспективы развития гидроэнергетики России на период до 2040 г.

Несмотря на общее снижение потребности в новых генерирующих мощностях в стране, сооружение ГЭС остается одним из направлений развития электроэнергетики. При этом гидроэнергостроительство и развитие гидроэнергетики России на современном этапе характеризуются рядом особенностей, обусловленных их предысторией, глобальными процессами, экономической конъюнктурой и стратегиями экономического развития страны [298, 304].

1. Природная неравномерность распределения гидроэнергетических ресурсов по территории РФ усугубилась разными темпами их освоения в прошлом. В результате возможности гидроэнергостроительства в разных регионах страны сейчас существенно различаются. Так, ресурсы для сооружения традиционных ГЭС сохраняются в основном только на Северном Кавказе, Северо-Западе, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

2. Из-за повышения экологических и водохозяйственных (прежде всего транспортных) требований в настоящее время введены дополнительные ограничения на гидроэнергетическое использование основных русел крупнейших сибирских и дальневосточных рек: Оби, Енисея, Лены и Амура [300]. Из состава перспективных исключено несколько мощных ГЭС на этих реках. Это, в частности, привело к снижению технического и экономического потенциала Енисея более, чем на 90 ТВт·ч и Лены – на 140 ТВт·ч [305].

3. В разных регионах страны потребности в генерирующих мощностях, в том числе гидроэлектрических, существенно различаются. Ввиду отсутствия или дефицита других энергоресурсов сохраняется необходимость в новых гидроэлектростанциях на всей Европейской части РФ. Но если центральные районы испытывают потребность в маневренных мощностях, то другие ее районы дефицитны и по балансам электроэнергии. В восточных же регионах прирост электропотребления и потребность в новых ГЭС в основном возникают при освоении природных ресурсов и промышленном развитии новых, еще неосвоенных территорий, а также в случае организации экспорта электроэнергии в соседние страны [180, 305].

4. В связи с глобальным обострением экологических проблем и ограничениями на использование атомной энергии, в частности связанными с аварией на АЭС Фукусима-1 в Японии, возобновляемые гидроэнергоресурсы привлекают большое внимание в нашей стране и в соседних странах возможностью получения относительно чистой экологически и дешевой электроэнергии. При этом наряду с сооружением традиционных ГЭС стала развиваться малая гидроэнергетика, а также проявляется интерес к приливным электростанциям.

Как результат сказанного, в России наблюдается дифференциация направлений гидроэнергостроительства по территории страны (табл. 2.33).

В этой таблице приведен один из возможных сценариев развития гидроэнергетики РФ в первой половине XXI в. по основным энергообъединениям страны. Он представлен динамикой суммарной мощности гидроэнергетических объектов по ОЭС и в РФ в целом, а также вводами мощности на конкретных ГЭС по расчетным уровням (2020, 2030 и условно 2040 г.).

Для действующих гидроэлектростанций приводится суммарная мощность на начало расчетного периода (2014 г.) и ее увеличение за счет модернизации отдельных "старых" ГЭС. За период 2014-2030 гг. общий прирост мощности за счет этого ожидается в объеме 344 МВт. Строящиеся объекты также известны, и на них предполагается вводить мощности до 2020 г. Состав объектов, относящихся к планируемому с условными сроками ввода до 2030 г., взят по уточненным материалам [301]. Состав перспективных гидроэнергетических объек-

тов, отнесенный на 2040 г., соответствует всему их множеству, фигурирующему в работе [298].

Предлагаемый в табл. 2.33 вариант развития гидроэнергетики России предусматривает сооружение в 2014–2040 гг. новых гидроэнергетических объектов общей мощностью 16,3, т.е. примерно 5 ГВт за десятилетие. Вводы на гидроаккумулирующих электростанциях составляют 5,5 ГВт.

Таблица 2.33. Развитие ГЭС, ГАЭС и ПЭС в России, МВт

ОЭС, тип и имя объекта	2014(отчет)	2020	2030	2040
1	2	3	4	5
ОЭС Северо – Запада, всего	2955,7	2955,7	4575,5	5061,5
Новые вводы	1,0	–	1619,8	486,0
В том числе:				
Белопорожская ГЭС	–	–	49,8	–
Июканьгская ГЭС	–	–	–	386,0
ГЭС Рында	–	–	–	100,0
Ленинградская ГАЭС	–	–	1570,0	–
ОЭС Центра, всего	1788,9	2648,6*	3133,6	5733,6
Новые вводы	–	840,0	485,0	2600,0
В том числе:				
Загорская ГАЭС-2	–	840,0	–	–
Курская ГАЭС	–	–	485	–
Центральная ГАЭС	–	–	–	2600,0
ОЭС Средней Волги, всего	6856,0	7013,0*	7118,7*	7118,7
ОЭС Юга, всего	5646,6	6223,6	7513,6	8046,5
Новые вводы	1,2	577,0	1290,0	532,9
В том числе:				
Ирганайская ГЭС	–	–	400,0	–
Гоцатлинская ГЭС	–	100,0	–	–
Зарамагские ГЭС	–	337,0	–	–
Агвали ГЭС	–	–	220,0	–
ГЭС Баксанского каскада	–	–	250,0	–
ГЭС на Андийском Койсу	–	–	420,0	–
Зеленчукская ГЭС- ГАЭС	–	140,0	–	–
Инхойская ГЭС	–	–	–	200,0
Тангарийская ГЭС	–	–	–	200,0
Ботлинская ГЭС	–	–	–	132,9
ОЭС Урала, всего	1853,9	1890,7*	1890,7	1890,7
ОЭС Сибири, всего	25271,4	25296,4*	27738,4	27738,4
Новые вводы	999,0	–	2442,0	-
В том числе:				
Богучанская ГЭС	999,0	–	–	-
Первая ГЭС на Нижней Ангаре	–	–	1032,0	-
Мокская ГЭС	–	–	1200,0	-
Ивановская ГЭС	–	–	210,0	-
ОЭС Востока, всего	3340,0	4617,0**	5357,5	7807,5
Новые вводы	–	320,0	740,0	2450,0
В том числе:				
Светлинская ГЭС	–	–	90,0	–

Нижнебурейская ГЭС	–	320,0	–	–
Нижнезейская ГЭС	–	–	400,0	–
Канкунская ГЭС	–	–	250,0	750,0
Средне - Учурская ГЭС	–	–	–	500,0
Верхне – Алданская ГЭС	–	–	–	1000,0
Олекминская ГЭС	–	–	–	200,0

Продолжение табл. 2.33

1	2	3	4	5
Изолированные системы	2947,0	2579,0	2579,0	2579,0
в том числе: Сибири, всего	1109,0	1109,0	1109,0	1109,0
Дальнего Востока, всего	1838,0	1470,0**	1470,0	1470,0
Новые вводы	-	570,0	-	-
В том числе:				
Усть - Среднеканская	-	570,0	-	-
Россия в целом, всего	50659,5	53224,5	59907,0	65975,9
прирост мощности ГЭС	1001,2	2565,0	6682,5	6068,9
суммарный прирост				16317,6

*) С учетом перевооружения и модернизации.

**) С учетом присоединения Центрального и Западного энергорайонов Якутии.

Следует сказать, что данный вариант развития гидроэнергетики России является одним из возможных и несомненно отличается от того, который будет реализоваться. Однако он дает общее представление о возможном составе объектов гидроэнергостроительства, который во многом предопределен.

Уточнение состава объектов будущего гидроэнергостроительства является задачей дальнейших исследований перспектив развития российской гидроэнергетики.

Направления развития гидроэнергетики по регионам России. Как видно из табл. 2.33, основное направление гидроэнергостроительства в ОЭС Центра состоит в сооружении гидроаккумулирующих электростанций. При этом они, как правило, размещаются вблизи площадок АЭС, т.е. фактически образуют единые энергетические комплексы. Однако в связи с положением, наблюдающимся в настоящее время в России, и ожидаемым снижением темпов роста электропотребления и потребности в новых мощностях сооружение ГАЭС может отставать от развития АЭС. Так, в ОЭС Центра сейчас сооружается только одна Загорская ГАЭС-2 мощностью 840 МВт. Первоначально ее пуск намечался на 2014 г. Однако в связи с серьезной аварией из-за размыва грунта, случившейся в 2013 г., ее ввод перенесен на 2017 г. (первая очередь) и 2018 г. (вторая очередь).

Кроме Загорской ГАЭС в рассматриваемый период возможно сооружение Курской совместно с Курской АЭС и Центральной ГАЭС совместно с Воронежской АЭС-2.

В ОЭС Северо-Запада завершается строительство каскадов традиционных ГЭС небольшой мощности, в частности намечается строительство двух Белопорожских ГЭС (1 и 2) общей мощностью 49,8 МВт. ОАО "РусГидро" сов-

местно с китайской фирмой Power China обсуждает вопрос о продолжении сооружения Ленинградской ГАЭС мощностью 1,58 ГВт и стоимостью \$3 млрд. Против этого возражает Минэнерго РФ, ссылаясь на отсутствие потребности в новых мощностях в ОЭС и не находя возможности обеспечить окупаемость дорогостоящего проекта в рыночных условиях. Эта проблема уже упоминалась.

Кроме того в ОЭС Северо-Запада изучаются перспективы сооружения Мезенской приливной электростанции мощностью 11,4 ГВт МВт. Рассматривается возможность расширения зоны влияния этой ПЭС на соседние страны Скандинавии путем сооружения межгосударственных электрических связей России с этими странами.

Заметим, что предложения о сооружении ПЭС в России на современном этапе являются одной из спорных рекомендаций проектных гидроэнергетических организаций. Этому препятствуют сложные природные условия их площадок, отсутствие на современном этапе достаточных потребностей в их энергоотдаче и необходимость преодолевать ее высокую неравномерность и ограниченные технические и инвестиционные возможности страны.

На Северном Кавказе, обслуживаемом ОЭС Юга, гидроэнергетика продолжает развиваться за счет сооружения традиционных ГЭС относительно небольшой мощности и малых ГЭС. При этом последовательно сооружаются каскадно расположенные станции на горных реках. Такой подход позволяет решать частные проблемы электроснабжения населения основных северокавказских республик. С вводом в действие Ростовской АЭС появляется потребность в ГАЭС, которую намечается соорудить в комплексе с Зеленчукскими ГЭС.

В настоящее время здесь сооружена первая очередь Ирганайской ГЭС (440 МВт), строятся зарамагские (337 МВт) и Гоцатлинская ГЭС (100МВт), а также Зеленчукская ГЭС-ГАЭС (140 МВт). Все их планировалось ввести до 2020 г. Однако в финансировании и организации сооружения этих ГЭС существуют серьезные проблемы.

В рассматриваемой перспективе предполагается построить вторую очередь Ирганайской ГЭС и еще несколько электростанций, приведенных в табл. 2.33.

В ОЭС Средней Волги нового гидроэнергостроительства сейчас не намечается. Проводится модернизация действующих волжских ГЭС, уже проработавших более 40 лет, Сейчас ведется реконструкция Саратовской ГЭС.

Сооружение традиционных ГЭС разной мощности продолжается в ОЭС Сибири и ОЭС Востока. К концу 2014 г. введены все девять агрегатов на Богучанской ГЭС ее установленная мощность составила 2,97 ГВт. Если не считать восстановление после аварии Саяно-Шушенской ГЭС, то это – самая крупная гидроэлектростанция, построенная в РФ в XXI в. В ОЭС Востока принята в эксплуатацию сооружаемая более 20 лет Бурейская ГЭС мощностью 2,01 ГВт. Построена вторая ступень каскада ГЭС на Вилюе – Светлинская (Вилюйская-3) ГЭС (полная мощность 360 МВт). Сооружается Усть-Среднеканская ГЭС на Колыме (570 МВт) и контррегулятор Бурейской Нижнебурейская ГЭС мощностью 321 МВт.

Как видно из сказанного, несмотря на общее снижение темпов энерго- и гидроэнергостроительства в России, на ее территории сейчас сооружаются, как минимум восемь гидроэнергетических объектов.

Одновременно с гидроэнергостроительством на территории России наша страна участвует в проектировании и сооружении ГЭС за рубежом (в Индии, Вьетнаме, Кыргызстане, Эфиопии, Эквадоре).

Перспективы гидроэнергостроительства в восточных районах России. Восточная Сибирь и Дальний Восток остаются наиболее перспективными районами для дальнейшего развития гидроэнергетики. Состав планируемых и перспективных ГЭС в восточных районах России приведен в табл. 2.34.

Таблица 2.34. Планируемые и перспективные ГЭС Восточной Сибири и Дальнего Востока

ГЭС	Субъект Федерации, река	Установлен- ная мощ- ность, МВт	Среднеголетняя выработка электроэнергии, млрд.кВт.ч
Восточная Сибирь			
Мокская	Иркутская область, р. Витим	1200	4,7
Ивановская	То же	210	1,04
Тельмамская	Иркутская область, р. Мама- кан	450	1,6
Первая ГЭС на Нижней Ангаре	Красноярский край, р. Ангара	1032	5,0
Нижнебогучанская	Иркутская область, р. Ангара	660	3,3
Мотыгинская	То же	1320	6,4
Эвенкийская (Туруханская)	Красноярский край, р. Ниж. Тунгуска	12000	46,0
Дальний Восток			
Нижне-Бурейская	Амурская область, р. Зея	321	1,65
Нижне-Азейская	То же	300	1,97
Граматухинская	То же	300	1,97
Селемджинская	Там же, р. Селемджа	400	1,80
Русиновская	То же	470	1,51
Гиллойская	Хабаровский край, р. Гиллой	462	1,2
Нижне-Ниманская	Там же, р. Ниман	600	1,8
Южно-Якутский ГЭК	Республика Саха (Якутия), бассейн р. Лена	9020	40,7
Канкунская	р. Тимптон	1300	5,7
Нижнетимптонская	То же	800	3,5
Средне-Учурская	р. Учур	3330	15,0
Учурская	То же	360	2,2
Олекминская	р. Олекма	2000	7,6
Нижне-Олекминская	То же	230	1,0
Верхнеалданская	р. Алдан	1000	4,5

Главным препятствием для ускоренного освоения гидроэнергоресурсов этих районов РФ является низкая потребность в электроэнергии на значительной части их территории. Как уже говорилось, проблемы с использованием выработки электроэнергии возникли при вводе Богучанской ГЭС. На Бурейской ГЭС терялась энергия на холостых сбросах воды при отказе Китая покупать неиспользуемые избытки электроэнергии. Запертой оказалась энергоотдача Светлинской ГЭС, ввод которой был ускорен по экологическим соображениям. Правда, сейчас сооружается двухцепная ЛЭП 220 кВ "подстанция Усть-Кут – подстанция Пеледуй длиной 600 км с ее продолжением до подстанции Ленск, которая позволит использовать электроэнергию вилюйских ГЭС для электроснабжения западного участка зоны Байкало-Амурской магистрали, Мамско-Бодайбинского района Иркутской области и газопровода "Сила Сибири". Проблемы со сбытом электроэнергии могут возникнуть и на Усть-Среднеканской ГЭС, если не будет активного развития в районе электроотопления.

Выше уже говорилось, о решении соорудить три «противопаводковые» ГЭС в бассейне Амура. Следует сказать, что они могут сыграть важную роль и в обеспечении экспорта электроэнергии в Китай

Для преодоления угрозы неиспользования энергоотдачи новых ГЭС в восточных районах страны введено требование об обязательной увязке вводов мощности на них с программами развития экономики прилегающих территорий и созданием промышленно-энергетических комплексов. При этом планы ввода новых районообразующих ГЭС должны согласовываться с планами вводов промышленных предприятий, ориентированных на их электроэнергию.

Данный подход позволяет ориентировать новые ГЭС на конкретных потребителей их электроэнергии и может способствовать привлечению к финансированию гидроэнергостроительства акционерного и частного капитала. Фактически такие гидроэлектростанции нацеливаются на обеспечение потребностей не только электроэнергетики, но и развития экономики и расширения предпринимательской деятельности в зоне их влияния. Это делает необходимой комплексную оценку эффективности соответствующих инвестиционных проектов. Другими словами, должны быть изменены методы обоснования районообразующих гидроэлектростанций. Также необходимо создать законодательную базу, регулирующие взаимоотношения и распределение ответственности между участниками совместных инвестиционных проектов в гидроэнергетике и региональной экономике.

Предложений о создании районообразующих комплексов много. Но наиболее перспективным представляется организация подобного комплекса в Южной Якутии на базе Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса (ЮЯГЭК) [306].

Созданию ЮЯГЭК и решению на его основе социально-экономических проблем региона призвана способствовать созданная Корпорация экономического развития Южной Якутии. Естественно, реализация проекта может быть начата только после решения проблемы его финансирования.

По проекту ЮЯГЭК в юго-восточной части бассейна р. Лены предлагается соорудить 7 ГЭС с установленной мощностью от 220 до 3300 МВт (см. табл. 2.34). Общая мощность комплекса - более 9 ГВт. В качестве первоочередных рассматриваются Канкунская на р. Тимптон, Среднеучурская ГЭС на р. Учур, Олекминская и Верхнеалданская ГЭС.

Понятно, что создание ЮЯГЭК и связанных с ним промышленных предприятий займет длительное время и будет осуществляться несколькими этапами. Первоначальным этапом станет освоение энергетических ресурсов Южной Якутии. Кроме использования собственно гидроэнергетических ресурсов, создание ЮЯГЭК будет способствовать расширению ресурсной базы угольной, нефтегазовой и атомной промышленности. Решение этих актуальных задач делает программу формирования данного комплекса очень важной для перспективного развития экономики всей России. Поэтому первые ГЭС: Канкунская, Средне-Учурская и другие (см. табл. 2.34), могли бы быть построены в рассматриваемой перспективе.

Однако из-за экономического кризиса начало сооружения даже первоочередной Канкунской гидроэлектростанции откладывается на неопределенный срок.

Дальнейшее развитие ЮЯГЭК обеспечит усиление энергетической базы Дальневосточного региона и его экономического развития, создание на Дальнем Востоке энергоемкой промышленности, организации экспорта электроэнергии в восточноазиатские страны.

Развитие межгосударственных электрических связей восточных районов России с сопредельными странами Северо-Восточной Азии является одним из факторов, которые могут благоприятствовать использованию их гидроэнергоресурсов. При этом можно решать следующие задачи:

- а) экспортировать в Китай, Японию, Корею или Монголию экологически чистая энергия ГЭС;
- б) решать проблема использования энергоотдачи ГЭС при отставании ввода ориентированных на нее потребителей;
- в) решать проблема регулирования режимов возобновляемых источников электроэнергии в частности в Китае.

Среди ГЭС, которые могут участвовать в проектах межгосударственных электрических связей в Северо-Восточной Азии, кроме южнокутских, рассматриваются Мокская с Ивановской, нижеангарские и Эвенкийская гидроэлектростанции.

С учетом всего сказанного перед гидроэнергетикой России в видимой перспективе стоят следующие проблемы:

- повышение технического уровня и надежности работы действующих гидроэлектростанций и проектов нового гидроэнергостроительства;
- коренное улучшение кадрового обеспечения гидроэнергостроительства и эксплуатации гидроэнергетических объектов, в том числе восстановления подготовки высококвалифицированных гидростроителей, энергомашиностроителей, гидротехников и гидроэнергетиков;

– более тщательный отбор и обоснование заделных и плановых объектов для проектирования и строительства в рыночных условиях с учетом реальных сроков их сооружения, а также инвестиционных и технических возможностей государства;

– совершенствование организации и методов управления использованием водных ресурсов комплексных гидроузлов и энергоотдачи ГЭС на рынке электроэнергии и мощности.

Сложившиеся в России на современном этапе условия гидроэнергостроительства и развития гидроэнергетики ограничивают возможности для их ускорения и увеличения вводов гидроэлектрических мощностей. Из-за проблем, возникших в настоящее время при эксплуатации действующих ГЭС и в функционировании энергетического рынка России, понижена и финансовая привлекательность новых ГЭС. Сейчас она существенно зависит от успешности проведения модернизации оборудования и средств управления эксплуатируемых станций, а также от принятия организационных мер по совершенствованию управления в отрасли.

В перспективе сохранятся сложившиеся в регионах направления гидроэнергостроительства. Это связано с имеющимися гидроэнергетическим потенциалом и площадками для сооружения новых гидроэнергетических объектов, а также региональными требованиями и ограничениями, прежде всего темпами роста потребности в электроэнергии. Значительное влияние на сооружение ГЭС в Сибири и на Дальнем Востоке будет оказывать реализация совместных проектов гидроэнергостроительства и формирования территориально-промышленных комплексов.

Возможный состав гидроэнергетических объектов, которые могут быть сооружены в рассматриваемый период, в значительной мере предопределен уже ведущимся строительством, ожидаемыми потребностями региональных энергосистем в мощности гидравлических электростанций и перспективами экономического развития новых территорий. При этом множество альтернативных проектов мало изменяется от одного цикла прогнозирования к другому. Вместе с тем многие из входящих в него даже первоочередных объектов недостаточно обоснованы. По этой причине планы гидроэнергостроительства часто не выполняются.

Задачи дальнейших исследований в области управления развитием гидроэнергетики связаны с общими проблемами управления развития электроэнергетики в рыночных условиях, с совершенствованием организации и механизмов функционирования ОРЭМ, с повышением комплексности обоснования новых энергетических объектов.

2.8. Оценка масштабов развития АЭС

В настоящее время в России на 10 АЭС эксплуатируются 33 ядерных энергоблока с общей установленной электрической мощностью 25,2 ГВт. В их числе 17 энергоблоков с реакторами типа ВВЭР, 11 энергоблоков с реакторами ти-

па РБМК, 4 энергоблока типа ЭГП Билибинской АТЭЦ с канальными водографитовыми реакторами и один энергоблок на быстрых нейтронах БН-600 (табл. 2.35). Последним из действующих энергоблоков был введен четвертый блок Калининской АЭС (2012 г.). В 2014 г. АЭС России выработали 180 млрд кВт.ч электроэнергии (16 % суммарной выработки) при коэффициенте использования установленной мощности 80 %.

Таблица 2.35. Характеристики действующих АЭС (2015 г.)

Название	Номер блока	Тип реактора	Мощность, МВт (эл.)	Поколение блока	Срок ввода	Срок вывода*
Белоярская	3	БН-600	600	2	1980	2025
Билибинская	1	ЭГП-6	12	1	1974	2019
	2	ЭГП-6	12	1	1974	2019
	3	ЭГП-6	12	1	1975	2020
	4	ЭГП-6	12	1	1976	2021
Балаковская	1	ВВЭР-1000	1000	2	1985	2030
	2	ВВЭР-1000	1000	2	1987	2032
	3	ВВЭР-1000	1000	2	1988	2033
	4	ВВЭР-1000	1000	3	1993	2038
Ростовская	1	ВВЭР-1000	1000	3	2001	2046
	2	ВВЭР-1000	1000	3	2010	2055
Калининская	1	ВВЭР-1000	1000	2	1984	2029
	2	ВВЭР-1000	1000	2	1986	2031
	3	ВВЭР-1000	1000	3	2005	2050
	4	ВВЭР-1000	1000	3	2012	2057
Кольская	1	ВВЭР-440	440	1	1973	2018
	2	ВВЭР-440	440	1	1974	2019
	3	ВВЭР-440	440	2	1981	2026
	4	ВВЭР-440	440	2	1984	2029
Курская	1	РБМК-1000	1000	1	1976	2021
	2	РБМК-1000	1000	1	1979	2024
	3	РБМК-1000	1000	2	1983	2028
	4	РБМК-1000	1000	2	1985	2030
Ленинградская	1	РБМК-1000	1000	1	1973	2018
	2	РБМК-1000	1000	1	1975	2020
	3	РБМК-1000	1000	2	1979	2024
	4	РБМК-1000	1000	2	1981	2026
Нововоронежская	3	ВВЭР-440	417	1	1971	2016
	4	ВВЭР-440	417	1	1972	2017
	5	ВВЭР-1000	1000	2	1980	2025
Смоленская	1	РБМК-1000	1000	2	1982	2027
	2	РБМК-1000	1000	2	1985	2030
	3	РБМК-1000	1000	2	1990	2035

*С учетом продления нормативного срока службы (30 лет) еще дополнительно на 15 лет

Проектный срок эксплуатации российских реакторов первоначально составлял 30 лет. В настоящее время запланированы и проводятся работы по мо-

дернизации действующих энергоблоков, которые позволят продлить их срок службы на 15–25 лет.

Перспективы развития атомной энергетики РФ определены документами [300, 301, 307–309]. В них в качестве возможных и необходимых рассматриваются варианты развития атомной энергетики, предусматривающие увеличение суммарной мощности атомных электростанций.

Стратегия [307] описывает долгосрочные цели и демонстрирует потенциальные возможности развития атомной отрасли. Она предусматривает существенное (не менее, чем в 2 раза) увеличение установленной мощности АЭС в последующие (после принятия Стратегии) 20 лет. Затем атомная энергетика может постепенно заместить значительную часть энергетики на ископаемом органическом топливе и стать доминирующей энергетической технологией.

Согласно действующей в настоящее время Государственной программе РФ "Развитие атомного энергопромышленного комплекса" [310] установленная мощность АЭС России увеличится к 2020 г. до 28,1 ГВт, а выработка электроэнергии достигнет 184,3 млрд кВт·ч. В последующем темп ввода мощностей АЭС составит не менее 1 ГВт в год, т.е. к 2030 г. дополнительно возрастет не менее, чем на 10 ГВт.

Масштабы развития ядерной энергетики в период до 2035 г. определены в Энергетической стратегии [300] с учетом развития всей экономики и энергетики в целом. Стратегия предусматривает решение следующих основных задач:

- повышение эффективности и конкурентоспособности атомной энергетики при сохранении приоритета безопасности;
- развитие единого комплекса топливо - производство энергии - обращение с облученным ядерным топливом и радиоактивными отходами;
- внедрение новых высокотехнологичных и экономически эффективных проектов;
- развитие энергомашиностроительного производства и строительномонтажного комплекса.

Согласно Энергетической стратегии суммарная мощность АЭС России составит к 2025 г. 34–35 ГВт, а к 2035 г. – 41–50 ГВт.

Работа "Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года" [301] конкретизирует положения Энергетической стратегии. В ней указаны сроки и площадки, на которых будут вводиться новые АЭС. В зависимости от успешности выполнения намеченных программ установленная мощность АЭС России к 2030 г. составит 30,5–43,3 ГВт (табл. 2.36, 2.37).

Анализ выполнения принятых ранее решений по развитию атомной энергетики показывает, что сроки ввода объектов постоянно отстают от запланированных. Так, например, Стратегией [309] в период 2000 – 2007 гг. планировалась достройка следующих энергоблоков:

- первый блок Ростовской АЭС (ввод в эксплуатацию — 2001 г.);
- третий блок Калининской АЭС (2004 г.);
- пятый блок Курской АЭС (2006 г.);

второй блок Ростовской АЭС (2006 г.);
четвертый блок Калининской АЭС (2007 г.).

В действительности из пяти блоков, намеченных к пуску до 2008 года, в эксплуатацию удалось ввести лишь два:

первый энергоблок Ростовской АЭС (пуск состоялся в 2001 г.);

третий Калининский АЭС (ввод в эксплуатацию состоялся в 2005 г.).

При этом затраты на строительство третьего блока Калининской АЭС превысили утвержденную в 2002 г. смету расходов в 2 раза [311, 312].

Второй энергоблок Ростовской АЭС и четвертый блок Калининской АЭС были введены со значительным опозданием (в 2010 и 2012 гг. соответственно). Причина невыполнения планов – недостаточное развитие строительномонтажного комплекса атомной энергетики и кадровые проблемы [312]. В последние годы к негативным факторам прибавилось снижение темпов экономического роста и электропотребления.

Таблица 2.36. Перечень АЭС, в том числе сооружаемых на новых площадках, (базовый вариант)

Федеральный округ	АЭС	Оборудование	Установленная мощность, МВт			
			Год			
			2015	2020	2025	2030
Северо-Западный	Балтийская	ВВЭР-1200	0	1150	1150	2300
	Кольская	ВВЭР-440	1760	880	880	880
	Кольская АЭС-2	ВВЭР-1200	0	0	0	1150
	Ленинградская	РБМК-1000	4000	2000	1000	1000
	Ленинградская АЭС-2	ВВЭР-1200		1170	2340	2340
Центральный	Нововоронежская	ВВЭР-440, 1000	1834	1000	1000	1000
	Нововоронежская АЭС-2	ВВЭР-1200	0	1200	1200	2400
	Центральная	ВВЭР-1200	0	0	1150	2300
	Курская	РБМК-1000	4000	4000	2000	2000
	Курская АЭС-2	ВВЭР-1200	0	0	1150	2300
	Смоленская	РБМК-1000	3000	3000	3000	1000
	Смоленская АЭС-2	ВВЭР-1200	0	0	0	1150
	Калининская	ВВЭР-1000	4000	4000	4000	3000
Приволжский	Башкирская	ВВЭР-1200	0	0	0	1150
	Нижегородская	ВВЭР-1200	0	0	1150	1150
	Балаковская	ВВЭР-1000	4000	4000	4000	3000
	Татарская	ВВЭР-1200	0	0	0	1150
Южный	Ростовская	ВВЭР-1000	2000	3000	4000	4000
Уральский	Белоярская	БН-600, 880	600	1480	880	880
	Южноуральская	БН-1200	0	0	0	1200
Суммарная мощность, ГВт			25,2	26,9	27,9	30,5

Невыполнение планов по вводу новых АЭС приводит к необходимости их достаточно частой корректировки в сторону снижения. Так, утвержденные в 2008–2009 гг. Программа государственной корпорации "Росатом" и Энергетическая стратегия России предусматривали увеличение мощности АЭС к 2030 г. до 52–63 ГВт. Однако и скорректированные планы, предусматривающие увеличение мощности АЭС на 18 ГВт за предстоящие 15 лет (до 43,3 ГВт к 2030 г., табл. 2.37), следует рассматривать как чрезвычайно напряженные (скорее, невыполнимые), особенно учитывая, что за такой же предыдущий промежуток времени (15 лет) были введены АЭС мощностью всего 4 ГВт (по два блока на Ростовской и Калининской АЭС).

Оптимальные масштабы развития ядерной энергетики обычно определяются по результатам многофакторной оптимизации топливно-энергетического баланса страны с учетом развития экономики в целом. В результате таких исследований определяется оптимальная структура и масштабы развития отраслей ТЭК, в том числе атомной энергетики. При этом учитываются технические, экологические, социально-политические и другие ограничения.

Таблица 2.37. Перечень АЭС, в т.ч. сооружаемых на новых площадках (максимальный вариант)

Федеральный округ	АЭС	Оборудование	Установленная мощность, МВт			
			Год			
			2015	2020	2025	2030
Северо-Западный	Балтийская	ВВЭР-1200	0	2300	2300	2300
	Кольская	ВВЭР-440	1760	880	880	880
	Кольская АЭС-2	ВВЭР-1200	0	1150	1150	1150
	Ленинградская	РБМК-1000	4000	2000	1000	1000
Центральный	Ленинградская АЭС-2	ВВЭР-1200	0	3510	3510	4680
	Нововоронежская	ВВЭР-440, 1000	1834	1000	1000	1000
	Нововоронежская АЭС-2	ВВЭР-1200	0	2400	2400	2400
	Центральная	ВВЭР-1200	0	0	2300	4600
	Курская	РБМК-1000	4000	4000	2000	2000
	Курская АЭС-2	ВВЭР-1200	0	0	2300	4600
	Смоленская	РБМК-1000	3000	3000	3000	1000
	Смоленская АЭС-2	ВВЭР-1200	0	0	0	2300
	Калининская	ВВЭР-1000	4000	4000	4000	3000
	Приволжский	Башкирская	ВВЭР-1200	0	0	1150
Нижегородская		ВВЭР-1200	0	1150	1150	2300
Балаковская		ВВЭР-1000	4000	4000	4000	3000
Татарская		ВВЭР-1200	0	0	0	1150
Южный	Ростовская	ВВЭР-1000	2000	3000	4000	4000
Уральский	Белоярская	БН-600, 880	600	1480	880	880
	Южноуральская	БН-1200	0	0	0	1200
Сибирский	Северская	ВВЭР-1200	0	0	1200	2400

В качестве таких ограничений должны быть приняты, в том числе, и возможные (реально достижимые в предстоящий период) масштабы развития атомной энергетики.

Эти масштабы определяются с учетом:

- динамики вывода из эксплуатации действующих электростанций при условии продления их срока службы;
- наличия энергоблоков АЭС высокой степени готовности;
- наличия задела по строительству АЭС, их проектированию и исследованию площадок;
- возможностей энергетического машиностроения и предприятий топливного цикла;
- динамики развития атомной энергетики на предыдущем временном промежутке и успешности выполнения принятых ранее программ.

На основе указанных выше положений предлагаются два варианта развития атомной энергетики, которые могут быть приняты в качестве ограничений при оптимизации структуры электроэнергетических систем. Максимальный вариант (см. табл. 2.37) соответствует прогнозам [301, 307]. С учетом опыта выполнения действовавших ранее программ развития атомной энергетики этот вариант представляется маловероятным. Однако он может служить верхним ограничением на мощность АЭС. По-видимому, превысить этот уровень не удастся ни при каких условиях.

Базовый вариант сформирован на основе максимального варианта. При этом срок ввода АЭС смещен на 5–10 лет, исключена Северская АЭС, в качестве наиболее вероятных новых объектов приняты АЭС, уже находящиеся в стадии строительства.

Таким образом, к 2030 г. суммарная установленная мощность АЭС России будет находиться в интервале 31–43 ГВт.

2.9. Исследование вариантов внешних связей ЭЭС России

2.9.1. Обмены электроэнергией и реализация системных эффектов между ЭЭС России и ЭЭС сопредельных стран

По данным Федеральной таможенной службы за 2013 г., основными импортерами российской электроэнергии являлись Финляндия (25,5 %), Беларусь (19,6 %), Литва (19,4 %), Казахстан (19,0 %). Небольшие объемы электроэнергии в этом году были переданы из России в Норвегию, Украину, Грузию, Азербайджан, Южную Осетию и Монголию (табл. 2.38). Помимо этого осуществлялись поставки электроэнергии с принадлежащих российским энергокомпаниям зарубежных объектов (без завоза на территорию России): с Разданской ТЭС Армении – в Иран, Молдавской ГРЭС – в Румынию [313, 314].

При обменах электроэнергией России с указанными странами реализуется ряд системных эффектов, включая мощностной, режимный, надежностный и др. [315]. Так, посредством импорта электроэнергии Беларусь снижает расходы на приобретение топлива, требуемого для выработки электроэнергии, чем достигается реализация режимного эффекта [316]. В результате республика минимизирует тарифы на электроэнергию для своих потребителей. Кроме того, благодаря импорту электроэнергии в летний период проведения ремонтов, у Беларуси появляется возможность снижения своего ремонтного резерва, что указывает на реализацию мощностного эффекта. Следует отметить, что электроэнергию Беларусь импортирует не только из России, но и Украины. При этом экспортеры получают экономический эффект в виде прибыли от поставленной электроэнергии.

Таблица 2.38. Обмены электроэнергией России с сопредельными странами в 2013 г., млн кВт·ч

Страна	Экспорт	Импорт
Финляндия	4681,03	5,21
Норвегия	138,21	—
Беларусь	3596,73	1,93
Латвия	—	0,14
Литва	3567,97	99,11
Украина	87,56	6,4
Грузия	460,55	370,61
Азербайджан	57,42	128,61
Южная Осетия	133,79	—
Казахстан	1749,82	4070,53
Китай	3495,30	—
Монголия	413,60	23,29
В с е г о	18381,99	4705,83

Россия является основным партнером Центральной Азии в торговле электроэнергией через электрические сети Казахстана [317]. Это позволяет улучшить режим использования электростанций, снизив затраты на производство электроэнергии и цены на нее, реализуя режимный эффект [264]. Также имеет место режимный эффект при обмене перетоками между национальными ЭЭС стран кавказского региона и Россией [318].

Обмен мощности между ОЭС Сибири и ОЭС Урала через сети АО "КЕГОС" (Казахстан) традиционно осуществлялся в следующем режиме: в часы вечернего максимума происходила выдача мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Урала (Европейской части России), в часы ночного минимума в Европейской части России осуществлялся прием мощности из ОЭС Урала в ОЭС Сибири. Это позволяет реализовать режимный эффект регулирования суточного графика

ка нагрузки в Европейской части России, используя для обмена перетоками двух российских регионов электрические сети Северного Казахстана.

Иллюстрируя эффект повышения надежности электроснабжения потребителей, следует указать на использование электрических сетей Северного Казахстана для передачи электроэнергии из Европейской части России в ОЭС Сибири для покрытия там дефицита, создавшегося вследствие крупной аварии на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 г.

Можно привести еще один системный эффект повышения надежности при кооперации ЕЭС России с ЭЭС смежных стран. Так, в 2008 г., для минимизации последствий аварии на Лукомльской ГРЭС в Белорусской энергосистеме недостающий объем электроэнергии Беларуси поставили Россия, а также Литва и Латвия [316].

Помимо рассмотренных, предполагается достижение структурного системного эффекта, когда вместо ряда мелких объектов сооружается крупный, более эффективный вследствие этого, источник межрегионального и даже межгосударственного значения. Речь идет о Балтийской АЭС, строящейся в Калининградской области России, и возможности долгосрочных поставок ее выработки в близлежащие страны [319]).

ЕЭС России совместно с национальными ЭЭС стран постсоветского пространства охватывает территории семи часовых поясов, что приводит к значительному сдвигу суточных максимумов нагрузки в разных национальных ЭЭС. Кроме того имеет место сдвиг месячных максимумов нагрузки. Учет указанной разновременности максимумов нагрузки при кооперации национальных ЭЭС позволяет получить значительные системные эффекты всем участникам межгосударственного энергообъединения (МГЭО).

Так, по оценке ИСЭМ СО РАН снижение потребности в генерирующих и резервных мощностях за счет совмещения графиков ЕЭС России и других национальных ЭЭС стран – бывших советских республик по состоянию на 2009 г. составляет порядка 4 ГВт. Это дает суммарный экономический эффект, превышающий 4 млрд долл. Приведенный к годовой размерности, этот эффект равен 800 млн долл./год [320].

Следует отметить, что оценка данного эффекта для настоящего времени является несколько условной, поскольку мощности для электроснабжения потребителей национальных ЭЭС в условиях ограниченной межгосударственной электроэнергетической интеграции имеются. Однако, учитывая изношенность основных фондов в электроэнергетике, в недалекой перспективе эти мощности потребуют замены, и, в случае более тесной интеграции на постсоветском пространстве и реализации рассмотренных эффектов, такая замена потребует меньшего объема мощностей (на величину указанных составляющих мощностного эффекта).

Следует также отметить реализацию режимного эффекта между Центральной энергосистемой (ЦЭС) Монголии и ОЭС Сибири. В данном случае осуществляется помощь в прохождении ночных и сезонных провалов нагрузки в

Монголии за счет выдачи в Сибирь в этот период энергии ТЭС с ее последующим перераспределением за счет сибирских ГЭС.

2.9.2. Основные проекты межгосударственной электроэнергетической кооперации

В зоне влияния ЕЭС России (фактически по всему периметру ее сухопутных государственных границ) реализуется ряд проектов межрегиональной и межгосударственной электроэнергетической кооперации. Данные проекты находятся на разных этапах развития. Например, проект Балтийского кольца реализуется уже в течение длительного периода. В то же время проект NEAREST (в регионе Северо-Восточной Азии) еще не вышел из исследовательской стадии. Участие России в этих проектах в существенной степени влияет на развитие ее межгосударственных электрических связей в соответствующих географических направлениях. Данные проекты кратко рассмотрены ниже.

Проект Балтийского электрического кольца предусматривает соединение с помощью МГЭС энергосистем 11 стран балтийского региона, включая Нидерланды, Германию, Польшу, Россию, Беларусь, Эстонию, Литву, Латвию, Швецию, Финляндию и Данию. Координирует исследования и вопросы, связанные с созданием кольца, Международный Комитет “БАЛТРЕЛ” (BALTREL – Baltic Ring Electricity Cooperation Committee) – Комитет по сотрудничеству стран Балтийского региона, учрежденный 25 мая 1998 г., и Организация энергетического сотрудничества стран Балтийского региона (BASREC – Baltic Sea Region Energy Cooperation), основанная в октябре 1999 г. по инициативе министров энергетики стран Балтийского региона и Еврокомиссии на совместной конференции в Хельсинки. Членами BASREC являются представители правительств Дании, Германии, Исландии, Латвии, Литвы, Норвегии, Польши, России, Финляндии, Швеции и Эстонии [315, 321].

К настоящему времени сооружено немало трансграничных линий электропередачи (ТГЭП) между странами балтийского региона, в том числе подводные в кабельном исполнении на постоянном токе, такие как EstLink1, NorNed и др. В марте 2014 г. Elering и Fingrid ввели в эксплуатацию морскую кабель EstLink 2, позволивший связать энергорынки Северных и Балтийских государств. В 2015 г. ожидается завершение прокладки кабеля NordBalt (Литва – Швеция). Литва стремится также завершить в 2015 г., совместный проект Litgrid и PSE, польского оператора энергосистемы, линию электропередач LitPol с соседней Польшей, которая соединит три Балтийских государства с энергетическим рынком Европейского Союза. Реализация этого проекта началась в 2014 г. [321, 322].

Проекты электрических связей с Восточной и Западной Европой на переменном и постоянном токе. Начиная с 1990-х годов, выполнен ряд работ, в которых исследовались возможности объединения ЕЭС России с ЭЭС Восточной Европы и УСТЕ на синхронную и несинхронную работу с использованием имеющихся электросетевых связей на переменном токе напряжением 220–400–

750 кВ, выделенных генераторов, вставок и передач постоянного тока (ВПТ и ППТ) и островов нагрузки. Выполнялось техническое исследование условий совместной работы расширенной энергосистемы УСТЕ и энергосистем стран Восточной Европы и Центральной Азии [323, 324 и др.].

В конце 2008 г. было подготовлено Технико-экономическое обоснование проекта объединения ЭЭС России и ЭЭС/ОЭС с УСТЕ [324]. Исследования показали, что хотя синхронное объединение технически возможно, его следует рассматривать как отдаленную перспективу. Отмечается общая сложность синхронного объединения с точки зрения обеспечения системной надежности, а также организации работы соответствующих рынков электроэнергии. Также установлено, что реализация проекта потребует проведения ряда технических, эксплуатационных и организационных мероприятий и создания необходимых правовых рамок.

Объединение с использованием ВПТ и ППТ снимает необходимость согласования характеристик Западного и Восточного энергообъединений. Рассматривались варианты сооружения ВПТ на Южно-Украинской и Хмельницкой АЭС, на подстанции Полеская, в районе Львовского сечения и других местах. Также было подготовлено технико-экономическое обоснование многоподстанционной передачи постоянного тока ± 500 кВ пропускной способностью 4 ГВт «Россия – Беларусь – Польша – Германия» [325]. Рассматривался вариант этой связи с подключением к ней энергосистем Балтии и Калининградской области.

Проект Черноморского кольца предполагает усиление кооперации ЭЭС черноморских стран для интенсивных обменов электроэнергией и планирование систем электропередачи в регионе [326]. Разработка проекта началась с подписания в Софии в 2004 г. их Системными операторами Меморандума о взаимопонимании. В Меморандуме были изложены цели и задачи проекта, определены рамки управления проектом и детализированы права и обязанности участвующих организаций. В настоящее время подписавшими сторонами софийского Меморандума, который в 2007 г. был обновлен, являются: Электроэнергетический системный оператор (ЭСО) Армении; Национальная электрическая компания (НЭК) Болгарии; Грузинская государственная электросистема (GSE); ГП «Молдэлектрика»; румынская Трансэлектрика (TEL); СО ЭЭС – Системный оператор Единой энергетической системы России (SO UPS); Турецкая электропередающая корпорация (TEIAS); НЭК «Укрэнерго»; Агентство США по международному развитию; Энергетическая ассоциация США.

Объединение ЭЭС стран Черного моря предполагается выполнять на переменном токе. Составлены совместные энергобалансы стран региона на 2015 г. (для зимнего и летнего максимумов нагрузки). Их анализ показал, что в регионе имеется возможность экспорта 4015 МВт зимой и 4400 МВт летом. Данный избыток формирует значительный экспортный потенциал региона, который может быть направлен на покрытие будущей потребности в энергии Центральной и Юго-Восточной Европы.

Проект регионального электроэнергетического рынка Центральной и Южной Азии (CASAREM). Первый этап проекта CASAREM носит название

CASA-1000 (Центральная Азия – Южная Азия–1000). Согласно разработанной экспертами Всемирного банка специальной Энергетической программе Центральной Азии (ЦА), в рамках CASA-1000 предлагается экспортировать невосребованную летнюю выработку ГЭС Таджикистана и Кыргызстана в южно-азиатские страны (Афганистан и Пакистан), а также Иран и, возможно, Россию [325].

На текущий момент закончено строительство ВЛ 220 кВ «Сангтуда – Пули Хумри (Афганистан)» [326]. В последующем предусматривается передача таджикской и кыргызской электроэнергии в Пакистан через Афганистан. Следует отметить, что проект CASA-1000 поддерживает Россия. Намечается ее вхождение в проект в качестве одного из участников [327].

Проект широкомасштабного экспорта электроэнергии в Китай. Инициаторами проекта являлись бывшее ОАО «РАО ЕЭС России» и «Государственная Электросетевая Корпорация (ГЭК) Китая». Оператором проекта с российской стороны выступает ОАО «Восточная Энергетическая Компания (ВЭК)», являющаяся 100 %-й дочерней зависимой организацией (ДЗО) ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС».

Цель проекта состоит в увеличении объема экспорта электроэнергии из России в Китай за счет использования географического положения и природного потенциала Дальнего Востока России (ДВР) и Восточной Сибири. Объем поставляемой электроэнергии после выхода проекта на полную мощность предполагался в 60 млрд кВт·ч/год. Суммарный ввод генерирующих мощностей экспортных электростанций, размещаемых на ДВР и в Забайкалье, составил бы 11200 МВт. Для выдачи экспортной выработки данных электростанций в Китай планировались ТГЭП в Северо-Восточный Китай на постоянном токе напряжением ± 600 кВ и переменном токе напряжением 500 кВ общей протяженностью более 3000 км [325]. Конечным пунктом ТГЭП на китайской территории намечался Шэньян. Стоимость проекта оценивалась в 18 млрд. долл. В настоящее время реализован первый этап проекта. В 2011 г. построена ЛЭП "Подстанция Амурская (РФ) – Подстанция Хэйхэ (КНР)" с пропускной способностью 750 МВт и вставкой постоянного тока, в 2012 г. введена в эксплуатацию межгосударственная линия 500 кВ «Амурская-Хэйхэ», что позволило увеличить возможности экспортных поставок до 6-7 млрд кВт·ч в год [328]. Реализация последующих этапов проекта пока отложена.

Проект NEAREST (The North East Asia Region Electric Systems Ties), выполнялся при финансовой поддержке Правительства Республики Корея (РК). Головной организацией выступал Корейский исследовательский институт электротехнологий – KERI, выигравший в 2002 г. правительственный грант на проведение предварительных исследований перспектив объединения ЭЭС стран Северо-Восточной Азии (СВА). Проект выполнялся в течение 2003-2005 и 2007-2009 гг. Его общей целью было исследование перспектив, возможностей и комплексной эффективности формирования МГЭС и МГЭО в регионе СВА, включая Россию (Сибирь и Дальний Восток), Китай, РК, КНДР, Японию и

Монголию. Комплексность исследования подразумевала изучение технической, экономической, экологической и рыночной составляющих эффективности.

В результате проведенных исследований была подтверждена высокая энергоэкономическая эффективность МГЭС «ДВР – КНДР – РК», которая объясняется прежде всего реализацией системного эффекта разносезонности годовых максимумов нагрузки в России, КНДР и РК при объединении национальных и региональных ЭЭС указанных стран.

Энергомост из России в Японию. Впервые конкретные предложения по экспорту электроэнергии из Сахалинской области в Японию были изложены в инвестиционном проекте, выполненном в 1993 г. международной финансовой группой Rhinocerus [329]. В этом проекте на территории Сахалинской области предусматривалось сооружение двух экспортных электростанций на местном органическом топливе: одна – на природном газе, другая – на угле Солнцевского месторождения. Предполагалось, что мощность каждой станции составит 4 ГВт, а суммарная выработка – 45 ТВт·ч/год. Данная выработка по специально сооружаемой электропередаче постоянного тока напряжением ± 400 кВ экспортируется в Японию.

В 1990-х годах исследования по проекту продолжались и в 2004 г. с учетом уточнившихся внешних условий РАО «ЕЭС России» и Сумитомо Корпорэйшн при участии НИИПТа было разработано предТЭО энергомоста «Сахалин – Япония» в составе электростанции парогазового цикла мощностью 1 ГВт на Сахалине и кабельной передачи постоянного тока с Сахалина на Хоккайдо [326]. Общая стоимость проекта была оценена в 30,8 млрд руб., а срок его реализации составил 5 лет. Срок окупаемости проекта был оценен в 10 лет.

Выполненные исследования проекта энергомоста «Сахалин – Япония» показали, что его реализация даст положительный энергоэкономический и финансовый эффекты. Эффективность проекта возрастает в случае, если наряду с экспортом реализуется эффект объединения ЭЭС России и Японии (эффект «разносезонности» годовых максимумов нагрузки) с сооружением линии электропередачи, связывающей о. Сахалин с материком.

2.9.3. Направления развития внешних электрических связей ЭЭС России

Рассматриваются следующие географические направления электроэнергетической кооперации ЭЭС России в рамках МГЭО ОЭС/ЕЭС и с энергосистемами стран дальнего зарубежья: северо-западное, западное, южное, южно-азиатское и восточно-азиатское. Хотя Россия не имеет непосредственного выхода на страны Южной Азии, но у нее исторически сложились партнерские отношения со странами Центральной Азии (ЦА), а также имеются намерения о вхождении в проекты электроэнергетической кооперации центрально- и южно-азиатских стран (см. выше). Поэтому южно-азиатское направление развития МГЭС также включено в рассмотрение.

Следует отметить, что нельзя четко разделить национальные и региональные энергосистемы по указанным направлениям. В ряде случаев отдельные ЭЭС могут участвовать в нескольких направлениях электроэнергетической кооперации.

В северо-западном направлении электроэнергетической кооперации в основном принимают участие ОЭС Северо-Запада, ЭЭС России, ЭЭС стран Балтии и Скандинавии. Межгосударственные электрические связи ЭЭС со скандинавскими странами, Финляндией и Норвегией, существуют давно и развиваются на благоприятной почве. К ним относятся как трансграничные электропередачи (ТГЭП) для приграничной торговли и электроснабжения «островов нагрузки», так и ЛЭП, соединяющие ЭЭС и национальную энергосистему Финляндии на совместную работу через вставку постоянного тока. С 2009 г., реализована возможность работы электропередачи Россия – Финляндия в режиме реверса, подписаны новые редакции межсистемного договора по трансграничным электрическим связям между Россией и Финляндией и др. [321].

В Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики [301], рассматривается возможность увеличения передачи электрической энергии и мощности через Выборгскую ВПТ в Финляндию на 3 млрд. кВт·ч (до 2020 г.) и 6 млрд кВт·ч (после 2020 г.). Для реализации первого этапа предполагается сооружение на площадке подстанции Князегубская напряжением 330 кВ ВПТ мощностью 500 МВт и линии электропередачи от нее до Пирттикоски (Финляндия) напряжением 400 кВ и протяженностью 175 км. На втором этапе устанавливается вторая ВПТ мощностью 500 МВт и осуществляется подвеска второй цепи на линии электропередачи напряжением 400 кВ.

Возможны также проекты по расширению экспортных поставок электроэнергии из ОЭС Северо-Запада в направлении Скандинавских стран, которые представлены ниже [326].

Проект «Кольский энергомоет» предполагает выделение агрегатов Йовской ГЭС (2×48 МВт) и Кумской ГЭС (2×40 МВт) на параллельную работу со скандинавским энергообъединением NORDEL с сооружением линии электропередачи 220 кВ между подстанциями Пирттикоски в Финляндии и Аллакуртти в России.

Проект расширения экспорта электроэнергии в Норвегию с каскада Пазских ГЭС предусматривает вывод Хеваскоски ГЭС Пазского каскада на радиальную работу с энергосистемой Норвегии, а также строительство межгосударственной ВЛ 110 кВ от этой гидростанции до норвежской ГЭС Скогфосс.

Проект «Карельский энергомоет» предусматривает строительство ВЛ 110 кВ Сортавала (Россия) – Пухос (Финляндия), а также сооружение на российской стороне реверсивной ВПТ мощностью на первом этапе до 40 МВт с увеличением после 2015 г. до 140 МВт.

Проект «Северный энергомоет» предполагает осуществление экспортных поставок электроэнергии из Колэнерго от ПС Никель в Норвегию до ближайшей ПС 400 кВ. В состав проекта входят ЛЭП 330 или 400 кВ по российской

территории до границы Россия – Норвегия, а также ВПТ в мощностью 300 МВт.

Следует отметить, что указанные проекты требуют детальных технико-экономических исследований и оценки экономической и коммерческой эффективности. Кроме того, необходимы балансовые исследования для оценки возможностей обеспечения требуемых объемов экспорта с российской стороны.

Перспективным объектом электроэнергетической кооперации в рассматриваемом направлении представляется строящаяся в Калининградской области Балтийская АЭС (БалтАЭС) общей установленной мощностью 2300 МВт (2×1150 МВт). Первоначально ввод ее первого энергоблока намечался на 2016 г., а второго – на 2018 г., однако позднее эти вводы были сдвинуты на неопределенный срок. Годовая выработка станции составит порядка 17 млрд кВт·ч.

Предварительная оценка энергобалансов Калининградской ЭЭС на перспективу до 2020–2030 гг. с учетом ввода БалтАЭС показывает, что избытки электроэнергии в регионе составят 14–15 ТВт·ч/год. Эффективная работа сооружаемой БалтАЭС может быть обеспечена только при наличии экспорта электроэнергии в соседние государства. Передачи на основные территории северо-западного региона России не требуется. Поэтому предлагается передача избыточной энергии из Калининградской ЭЭС в страны дальнего (Польша и, возможно, Германия и Швеция) и ближнего зарубежья.

Стоимость строительства БалтАЭС оценивается в 5 млрд евро, а с учетом МГЭС для выдачи энергии на экспорт затраты существенно возрастут [325]. Это требует тщательного анализа технико-экономической эффективности данного проекта.

Развитию межгосударственных электрических связей ЭЭС России со Скандинавскими и другими европейскими странами несомненно будет способствовать расширение сотрудничества в рамках проекта «Балтийское кольцо» [326].

В западном направлении электроэнергетической кооперации в основном принимают участие ОЭС Центра, Северо-Запада, Юга ЭЭС России, ЭЭС Беларуси, Украины, Молдовы и стран Центральной и Западной Европы.

Межгосударственные электрические связи ЭЭС России западного направления со странами Европы были сформированы еще при существовании СССР и Совета экономической взаимопомощи (СЭВ). Эти МГЭС служили внутренними и внешними связями ЭЭС СССР и элементами системообразующей сети энергосистемы «Мир» [315].

В работе по технико-экономическому обоснованию синхронного объединения ЭЭС России и ОЭС/ЭЭС с западноевропейским МГЭО UCTE* [324] девять межсистемных линий, в т.ч. 3×750 кВ, 4×400 кВ и 2×220 кВ, включая нуж-

* С июля 2009 года UCTE, а также другие энергообъединения - ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL и UKTSOA интегрированы в ENTSO-E - Европейскую сеть системных операторов в электроэнергетике.

дающиеся в ремонте и/или реконструкции, рассматривались как необходимые для осуществления такого объединения. Восемь из указанных линий соединяют Украину с западными соседями и одна линия 400 кВ соединяет ЭЭС Молдовы и Румынии. Капиталовложения на их восстановление с учетом того, что существующие ЛЭП и подстанции не эксплуатируются длительный период, оценены в 280 млн евро.

Для торговли электроэнергией в западном направлении рассматриваются также несколько проектов вставок постоянного тока [326]:

- ВПТ Жешув (Польша) в ВЛ 750 кВ Хмельницкая АЭС (Украина) – Жешув (Польша) мощностью 600 МВт (3,6 млрд. кВт·ч/год) на подстанции Жешув на напряжении 400 кВ.

- Западно-Украинская ВПТ мощностью 800-1000 МВт (4,8–6,0 млрд кВт·ч/год) на подстанции Западно-Украинская (Украина) в сечении деления «острова Бурштынской ТЭС» от ОЭС Украины (между шинами 330 кВ, находящимися в ОЭС/ЕЭС, и ENTSO-E).

- ВПТ Исакча (Румыния) на подстанции Исакча по ВЛ 400 кВ Вулканешты (Молдова) – Исакча (Румыния) мощностью 600 МВт (3,6 млрд кВт·ч/год). Данный проект в дальнейшем может быть развит за счет второй (параллельной) ВЛ 400 кВ путем восстановления части разрушенной ВЛ 750 кВ Южно-Украинская АЭС – Исакча (Румыния), от границы с Румынией до Молдавской ГРЭС и использования ее на 400 кВ.

Объемы электроэнергии, требуемые для поставок по всем трем проектам, могут быть получены как из ОЭС Украины, так и из ЕЭС России. Существующая пропускная способность сечения Россия (Центр) – Украина в настоящее время составляет 2200 МВт и практически не используется. При принятии решений по последнему проекту необходимо рассмотреть возможность загрузки Молдавской ГРЭС, находящейся в собственности российской стороны (ОАО ИНТЕР РАО ЕЭС).

Выполненные расчеты показали, что при увеличении перетока из ОЭС Центра на Запад свыше 2500–3000 МВт произойдет резкий рост потерь мощности. Это свидетельствует о том, что в заданном режиме транзитные сети недостаточны для организации экспортного потока мощности величиной выше указанных значений в вариантах как несинхронного, так и синхронного объединения ЕЭС России и УСТЕ.

При этом в качестве экспортных источников электроэнергии в западном направлении рассматривались АЭС и парогазовые установки (ПГУ). Российские АЭС по сравнению с западными имеют меньшие капиталовложения и стоимость топлива, однако эти экономические преимущества перекрываются затратами на транспорт электроэнергии за рубеж. В итоге эффективность экспорта электроэнергии от АЭС оказывается отрицательной. Российские ПГУ-электростанции (ПГЭС), как экспортный источник электроэнергии, несмотря на их высокую стоимость, а также значительные затраты на транспорт, дают положительный экономический эффект. Однако он уступает экономическому эффекту от непосредственной продажи газа за рубеж.

В таких условиях целесообразность сооружения МГЭС между ЕЭС России и энергосистемами стран Западной Европы может быть обоснована не столько широкомасштабным экспортом электроэнергии, сколько системными эффектами, достигаемыми в результате совместной работы энергообъединений [315, 326].

Южное направление электроэнергетической кооперации охватывает ОЭС Юга ЕЭС России, ЭЭС стран Закавказья и частично Центральной Азии, а также Ближнего Востока – Ирана и Турции. В Южном направлении предусматривается развитие МГЭС, рассмотренных ниже.

Россия – Азербайджан – Иран. Существенным шагом в развитии МГЭС ЕЭС России в рассматриваемом направлении может служить усиление электрических связей между ОЭС Юга и ЭЭС Азербайджана. Это ВЛ 330 кВ Артем – Дербент с расширением ОРУ 330 кВ ПС Дербент и ВЛ 330 кВ Дербент-госграница [326]. Их основное назначение – повышение надежности электроснабжения южной части Дагестанской энергосистемы и увеличение пропускной способности связей с Азербайджаном для обеспечения экспорта электроэнергии в Азербайджан и Иран. Сооружение этих линий позволит обеспечить переход на параллельную работу ЕЭС России и Ирана, что в свою очередь может существенно расширить географию торговой деятельности в регионе и получить дополнительный доход от продажи электроэнергии в страны с высокими уровнями тарифов (Ирак (Курдистан), Турция, Сирия, Афганистан, Пакистан). Заинтересованность Ирана в такой кооперации обусловлена стремлением к объединению с мощной энергосистемой России, что позволит иметь возможность резервирования мощности и получать услуги частотного регулирования. С точки зрения надежности работы ЕЭС России реализация проекта повысит энергобезопасность Юга России

Россия – Грузия – Турция. Расширение поставок электроэнергии в Турцию связано с сооружением ЭП Сочи, Центральная (Россия) – Ингури (Грузия) напряжением 500 кВ и Ацалхиле (Грузия) – Борчха (Турция) напряжением 400 кВ.

В декабре 2014 г. ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» приступило к поставкам электроэнергии в энергосистему Грузии с целью последующей ее реализации в Турции. Поставки стали возможными после ввода в эксплуатацию межгосударственной линии электропередачи Ахалцихе – Борчха напряжением 400 кВ со вставкой постоянного тока, соединяющей энергосистемы Грузии и Турции, а также благодаря взаимодействию с инфраструктурными энергетическими компаниями Грузии [330].

Электрические связи в **южно-азиатском направлении** представлены межсистемными и межгосударственными ЭП ОЭС Центра, Волги, Урала, Сибири ЕЭС России со странами Центральной и через них Южной Азии.

В России, странах ЦА и различных международных организациях ведутся исследования эффективности, а в ряде случаев и реализация проектов центрально-южно-азиатского направления, в частности, упоминавшийся ранее проект CASA-1000 [326].

Проведенные Всемирным банком в начале 2000-х годов исследования экспорта не востребовавшейся летней выработки ГЭС из стран ЦА в южно-азиатские страны (Афганистан и Пакистан), а также в Иран и Россию, показали наличие экспортного потенциала на действующих центрально-азиатских ГЭС в летнее время более 6 ТВт·ч электроэнергии и возможность его существенного увеличения после завершения строительства новых гидроэлектростанций в Таджикистане и Кыргызстане. Общий экспортный потенциал к 2025 г. был оценен почти в 40 ТВт·ч [326]. Для экспорта электроэнергии рассматривалось сооружение ТГЭП напряжением 500 кВ Сурхан (Таджикистан) – Машад (Иран) и Сурхан – Кабул – Кандагар (Афганистан) – Карачи (Пакистан).

В 2011 г. опубликован заключительный отчет по обновленному ТЭО проекта по передаче электроэнергии из Центральной в Южную Азию CASA-1000 [326]. Проект был признан экономически эффективным для всех участвующих в нем сторон.

Перспективы реализации проекта CASA-1000 связаны с положительной тенденцией наращивания в центрально-азиатском регионе генерирующих мощностей, от которых возможна поставка электроэнергии на экспорт (Сангтудинская ГЭС-1, строительство Сангтудинской ГЭС-2 и первой очереди Рогунской ГЭС в Таджикистане, Камбаратинской ГЭС-2 в Кыргызстане). Российские компании владеют рядом из указанных объектов, чем обусловлено стремление руководства Кыргызстана, Таджикистана, Афганистана и Пакистана вовлечь Российскую Федерацию в проект CASA-1000. При этом страны – участницы проекта рассчитывают, что Россия станет инвестором проекта.

Важным является вхождение Российской Федерации в проект CASA-1000 с обязательным учетом ее интересов. Участвуя в нем, Россия фактически получит возможность выстроить систему передачи электроэнергии из Кыргызстана и Таджикистана в Афганистан и Пакистан, а также и в противоположном направлении – на юг Сибири через Казахстан.

Восточно-азиатское направление. Межгосударственная электроэнергетическая кооперация со странами Северо-Восточной Азии является одной из составляющих восточной энергетической политики России. Эта кооперация предполагает развитие межгосударственных электрических связей восточных районов России с соседними странами региона (РК, Китаем, Японией, Монголией, КНДР).

Исследования эффективности МГЭС и формирования МГЭО в данном регионе наряду с российскими организациями ведут научно-исследовательские и проектные институты стран региона. Основной целью этих исследований является оценка энергоэкономической эффективности МГЭС между отдельными странами СВА с позиций создаваемых МГЭО в целом и каждой из стран, между которыми возможно создание электрических связей. Ниже рассматриваются проекты основных МГЭС в СВА.

Межгосударственные электрические связи Россия – страны Корейского полуострова. Прежде всего, следует выделить вариант межгосударственной электрической связи «ДВР–КНДР–Республика Корея», достаточно полно ис-

следованный в ИСЭМ СО РАН [319]. При этом основное внимание уделялось влиянию на эффективность МГЭС фактора разносезонности годовых максимумов нагрузки в энергосистеме РК в ОЭС Востока. В частности, расчеты показали, что за счет этого эффекта при объединении указанных ЭЭС их суммарная потребность в новых генерирующих мощностях к 2020 г. может быть сокращена примерно на 7,6 ГВт, а в капиталовложениях – почти на 12 млрд долл. Наибольшая доля этих эффектов приходится на РК: 3,9 ГВт и 7,2 млрд долл. соответственно.

Исследования KERI в рамках проекта NEAREST [319] были посвящены углубленному анализу МГЭС «ДВР–КНДР–РК» с технической (надежность, безопасность, реализуемость), экономической и экологической точек зрения. В результате эффективность варианта МГЭС «ДВР–КНДР–РК», показанная ранее ИСЭМ СО РАН, была подтверждена исследованиями KERI. Дополнительно их результаты показали возможность некоторого ухудшения экологической обстановки на Дальнем Востоке России вследствие увеличения производства электроэнергии на тепловых электростанциях ОЭС Востока.

Следует отметить, что, несмотря на высокую эффективность, создание МГЭС между ОЭС Востока, ЭЭС КНДР и ЭЭС РК сталкивается с серьезными трудностями, связанными со сложным экономическим и политическим положением КНДР. Однако внушают оптимизм позитивные результаты переговоров лидеров России и КНДР, состоявшиеся в 2011 г., в ходе которых было согласовано сотрудничество в газовой сфере [326]. При этом предполагалось вовлечение в это сотрудничество РК. Представляется, что это подготавливает условия для развития кооперации между нашими странами в области электроэнергетики.

Межгосударственные электрические связи Россия – Китай. В перспективе возможны различные направления трансграничных электропередач из восточных районов России в разные провинции Китая. Большинство из них носят чисто экспортный характер. К ним относятся ТГЭП Хабаровск–Шэньян от системы постоянного тока (СПТ) Сибирь–Дальний Восток России, Южно-Якутский ГЭК (ЮЯГЭК)–Шэньян, Братск–Пекин, Бурейская ГЭС–Харбин, Забайкалье–Пекин и др. Вместе с тем, почти все эти проекты связаны с сооружением очень длинных линий электропередачи (2000 км и более), что существенно сказывается на их эффективности.

В принципе возможна, что уже отмечалось, как и в проектах МГЭС восточных районов России с РК, реализация эффекта разносезонности годовых максимумов нагрузки в российских и китайских ЭЭС. В частности, этот фактор учитывался при оценке эффективности ТГЭП между ОЭС Сибири и ЭЭС Северного Китая (Братск–Пекин).

Оценка экономической эффективности этой связи, выполненная ИСЭМ СО РАН, показала, что при сохранении наблюдающейся тенденции смещения годового максимума нагрузки в энергосистеме Северного Китая с зимы на лето, на уровне 2020 г. совмещенный максимум в энергообъединении этой ЭЭС и ОЭС Сибири в зависимости от плотности графиков нагрузки в последней мо-

жет снизиться на 12,6–15,2 ГВт по сравнению с суммой их годовых максимумов. С учетом ремонтов энергооборудования в России в летний период и потерь в электрических сетях расчетный эффект за счет совместного использования генерирующих мощностей может составить 4,5–5,4 ГВт для каждой страны. При этом может быть сэкономлено 7,7–9,2 млрд долл. инвестиций в генерирующие мощности в обеих странах.

Пропускная способность МГЭС, необходимая для реализации этого эффекта, определена в размере 5–6 ГВт, а затраты на ее создание – в 1,8–2,1 млрд долл. С учетом этого общий экономический эффект при сооружении ТГЭП Братск-Пекин может составить 5,9–7,1 млрд долл.

С учетом всего сказанного представляется, что развитие МГЭС между восточными районами России и соседними провинциями Китая имеет вполне реальные перспективы. Поэтому дальнейшему обоснованию конкретных проектов трансграничных электропередач между Россией и Китаем должно уделяться особое внимание. При этом требуется координация этих проектов с тем, чтобы они не конкурировали на китайском электроэнергетическом рынке, снижая тем самым свою эффективность.

Межгосударственная электрическая связь Россия – Япония. Ученые и специалисты России и Японии совместно разработали проект энергомоста между островами Сахалин, Хоккайдо и Хонсю в виде ППТ напряжением ±600 кВ. Первоначально речь шла о чисто экспортном проекте продажи электроэнергии специально сооружаемой (экспортно ориентированной) Сахалинской ПГЭС мощностью 4000 МВт, сжигающей природный газ Сахалинского шельфа. Общая длина ТГЭП Сахалин–Хоккайдо–Хонсю в этом случае составила бы 2050 км, из которых 1600 км проходят по морскому дну. Пропускная способность ППТ – 4 ГВт.

В дальнейшем рассматриваемый проект был расширен за счет включения в него дополнительной ППТ того же напряжения Сахалинская ПГЭС – Хабаровск. Ее сооружение обеспечит формирование энергообъединения ОЭС Востока и северной части национальной энергосистемы Японии, что создает возможности для частичной реализации эффекта от разносезонности годовых максимумов нагрузки в указанных ЭЭС.

Это может быть достигнуто за счет реверсивного режима дополнительной ППТ в сезонном разрезе. Согласно расчетам получаемый за счет такого режима экономический эффект составит 1,7 млрд долл. капиталовложений и 0,5 млрд долл./год топливных затрат.

Межгосударственная электрическая связь Россия – Монголия. Уже много лет действует МГЭС Гусиноозерская ТЭС–Дархан напряжением 220 кВ, по которой не только осуществляется экспорт электроэнергии из ОЭС Сибири, но и оказывается помощь при прохождении ночного минимума графиков нагрузки Монголии. Последнее обусловлено тем, что в ЭЭС Монголии преобладают базисные тепловые электростанции и имеется недостаток маневренных мощностей. Поэтому в период прохождения суточных и сезонных минимальных

нагрузок мощности ТЭС Монголии не разгружаются, а выдаются в ОЭС Сибири, где они могут быть приняты фактически без изменения режимов работы собственных ТЭС (за счет перераспределения энергоотдачи сибирских ГЭС).

Как уже говорилось, в перспективе Монголия может стать непосредственным участником межгосударственной электроэнергетической кооперации в СВА в качестве промежуточного звена МГЭС между Сибирью и Северным Китаем, а также экспортера электроэнергии в случае сооружения на ее территории с помощью России или Китая новой электростанции. Переговоры по этому вопросу ведутся.

Рассмотренные выше электрические связи в восточно-азиатском направлении фактически формируют межгосударственное энергообъединение стран Северо-Восточной Азии (включая Россию, РК, КНДР, Японию, Китай, Монголию). В последние годы возобновился интерес к формированию энергообъединения данного региона. В 2013–2014 гг. ИСЭМ СО РАН при содействии Центра энергетических систем Сколковского института науки и технологий проведена оценка интегральной системной энергоэкономической эффективности формирования данного межгосударственного энергообъединения [331].

В работе рассматривалось несколько сценариев, в том числе и без участия России. В целом исследования показали высокую потенциальную эффективность межгосударственного энергообъединения. Создание МГЭО СВА теоретически позволило бы сократить суммарные вводы генерирующих мощностей в странах Северо-Восточной Азии на 64,7 ГВт и сэкономить при этом 116,4 млрд долл. инвестиций в электростанции при дополнительных капиталовложениях на развитие МГЭС 39,1 млрд долл. С учетом последних затрат общий инвестиционный эффект от создания МГЭО СВА оценивается в 77,3 млрд долл. Еще около 10 млрд долл. может ежегодно экономиться на топливе.

Важный вклад в эффективность формирования данного МГЭО вносит Россия. При отказе России от участия в объединении снижение эффективности может составить 7,2 млрд долл. годового экономического, 26,7 млрд долл. инвестиционного и 26,7 ГВт мощностного эффектов, что эквивалентно 30–40 % системных эффектов по МГЭО в целом.

2.9.4. Прогнозируемые объемы экспорта/импорта электроэнергии и мощности

Согласно Схеме и программе развития ЕЭС России на период 2014–2020 гг. [332] экспортные поставки из ЕЭС России планируются в следующем объеме:

- в период 2015–2019 г. – 3853 МВт/17,3 млрд кВт·ч;
- в 2020 г. – 3358 МВт/14,25 млрд кВт·ч.

При этом нужно отметить, что эти объемы экспорта (импорта) мощности и электрической энергии из ЕЭС России приняты на основе имеющихся договоров и предварительных соглашений по данным ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС".

Прогнозируемые объемы экспорта мощности на час годового совмещенного максимума ЕЭС и годовые объемы передаваемой электрической энергии с указанием стран, в которые осуществляются экспортные поставки, представлены в табл. 2.39 [332].

На период до 2020 г. сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии: в Финляндию, страны Балтии, Монголию, а также на период до 2019 г. в Беларусь. Кроме того, осуществляются экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндией и Норвегией.

Из ОЭС Юга предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в Грузию и Южную Осетию.

На период до 2020 гг. планируется продолжать экспортные поставки в Казахстан. Из ОЭС Востока в рассматриваемый период намечается экспорт мощности и электроэнергии в Китай.

Импорт мощности и электрической энергии в период до 2020 г. планируется из Финляндии по реверсивной ВПТ (при условии приемлемых цен на скандинавском электроэнергетическом рынке) и Казахстана (табл. 2.39).

Таблица 2.39. Прогноз экспорта [+]/импорта [-] электроэнергии и мощности

Наименование	2015	2020	2015	2020
	Электроэнергия, млн кВт·ч		Мощность, тыс. кВт	
Сальдо	16500	13950	3553	3358
ЭКСПОРТ [+]				
Зона централизованного электро-снабжения - всего, в том числе:	17300	14250	3853	3358
ОЭС Северо-Запада	9120	9120	2108	2108
Финляндия	4980	4980	1481	1481
Норвегия	140	140	27	27
Балтия	4000	4000	600	600
ОЭС Центра	3000	0	500	0
Беларусь	3000	0	500	0
ОЭС Средней Волги	40	40	10	10
Казахстан	40	40	10	10
ОЭС Юга	430	380	195	200
Азербайджан	0	0	0	0
Грузия	250	200	150	150
Южная Осетия	130	130	35	40
Казахстан	50	50	10	10
ОЭС Урала	100	100	100	100
Казахстан	100	100	100	100
ОЭС Сибири	610	610	260	260
Монголия	450	450	210	210
Казахстан	160	160	50	50
ОЭС Востока	4000	4000	680	680
Китай	4000	4000	680	680

	ИМПОРТ [–]			
ЕЭС России–всего	800	300	300	0
ОЭС Северо-Запада	300	300	0	0
Финляндия	300	300	0	0
ОЭС Урала	500	0	300	0
Казахстан	500	0	300	0

2.10. Оценка эффективности вариантов дальнего транспорта энергии для электроснабжения крупных потребителей

2.10.1. Методический подход к сопоставлению экономической эффективности вариантов крупномасштабного электроснабжения удаленных потребителей за счет энергии органического топлива

Как в РФ, так и во всем мире в целом имеются крупные месторождения органического топлива, которые, как правило, значительно удалены от центров энергопотребления. Поэтому возникает задача поиска оптимальных способов «доставки» значительных объемов энергии этого топлива к конечным потребителям. Если говорить о конечных потребителях электрической энергии, то применительно к условиям РФ речь может в первую очередь идти о передаче энергии сибирских углей и природного газа в европейскую часть страны, либо об экспорте в страны СВА.

Для природного газа оптимальные способы энергопередачи и энергопроизводства достаточно очевидны – это газопроводы высокого давления в сочетании с высокоэкономичными парогазовыми установками.

Для угля могут быть использованы несколько вариантов передачи и преобразования энергии, которые нуждаются в технико-экономических исследованиях: производство электроэнергии на месте добычи на паротурбинных установках и ее передача по линиям постоянного тока; железнодорожный транспорт угля и производство электроэнергии на паротурбинных установках в местах потребления. Возможны и другие варианты транспорта энергии.

Следует заметить, что указанные выше варианты могут рассматриваться как технологические цепочки, включающие последовательно соединенные звенья. Очевидно, что выбор наиболее эффективной технологической цепочки весьма важен и актуален, поскольку может оказать существенное влияние на развитие всей энергетики страны. Сопоставление цепочек будет объективным лишь в случае выбора параметров звеньев каждой технологической цепочки таким образом, чтобы ее экономическая эффективность была близка к максимальной.

Кроме того одновременная оптимизация параметров всех звеньев цепочки является весьма сложной задачей, так как для цепочки, основанной на переработке угля в электроэнергию на месте добычи на паротурбинных установках и

ее передаче по линиям постоянного тока, это потребует согласованной оптимизации паротурбинной установки и линий электропередачи постоянного тока.

В связи с этим предлагается подход к оптимизации технологических цепочек, основанный на последовательной оптимизации их звеньев по критерию минимума цены выходной продукции звена, при заданном (одинаковом для всех звеньев и цепочек) уровне внутренней нормы возврата капиталовложений и заданной цене продукции предыдущего звена, полученной при его оптимизации. Результаты такой оптимизации зависят от расхода органического топлива, поступающего на вход первого звена технологической цепочки.

В общем случае оптимизацию следует провести при различных значениях этих расходов и выбрать среди них тот, который обеспечивает минимальную цену продукции последнего звена цепочки. В рассматриваемом случае это цена электроэнергии в районе потребления.

Следует отметить, что существует особенность звеньев рассматриваемых технологических цепочек (связанных с использованием энергии угля), которая позволяет отказаться от рассмотрения различных расходов топлива на входе в первое звено и существенно упростить оценку эффективности.

Указанная особенность состоит в том, что звено транспорта энергии (трубопровод природного газа, передача постоянного тока или железнодорожные перевозки) имеют большую пропускную способность энергии, чем энергопроизводительность отдельных установок, включенных в звенья производства электроэнергии. В силу этого в звеньях получения электроэнергии будет работать достаточно большое количество параллельно включенных установок, связанных с одним трубопроводом природного газа, одной передачей постоянного тока или одной железнодорожной линией. При этом пропускную способность вновь создаваемого транспортного звена (трубопровода природного газа и передачи постоянного тока) целесообразно включить в состав оптимизируемых параметров. Единичную энергопроизводительность ПГУ или ПТУ, сжигающих уголь для производства электроэнергии, можно также оптимизировать либо принимать исходя из существующих технологических ограничений (предельной мощности газогенераторов, газовых и паровых турбин, а также угольных паровых энергетических котлов).

При этом возникает небаланс производительностей звеньев, обусловленный тем, что в одном звене может быть лишь целое число установок. Например, может оказаться невозможным подобрать такое целое число ПГУ, чтобы их суммарная производительность равнялась оптимальному расходу природного газа в трубопроводе. Однако такой небаланс невелик и не окажет существенного влияния на цену выходной продукции соответствующего звена, которая будет определяться ценой продукции одной установки. Поэтому данным небалансом можно пренебречь.

Таким образом, происходит последовательная оптимизация звеньев технологической цепочки. Например, для цепочки трубопровод природного газа → производство электроэнергии на ПГУ, сжигающей природный газ, решаются следующие задачи.

Задача 1. Оптимизация параметров трубопровода природного газа (выбор при заданном диаметре трубопровода расстояния между компрессорными станциями и объема транспортируемого газа). При этом задается цена природного газа на входе в трубопровод и минимизируется цена природного газа на выходе при заданном значении внутренней нормы возврата.

Задача 2. Оптимизация параметров ПГУ по критерию минимума цены производимой электроэнергии. Проводится оптимизация параметров газотурбинной и паротурбинной частей ПГУ. Цена потребляемого природного газа при этом принимается равной цене, полученной при решении задачи 1. При этом фиксируется внутренняя норма возврата капиталовложений, как в задаче 1. Производительность ПГУ ограничивается предельными мощностями газовых турбин.

Исходя из сказанного, задачи последовательной оптимизации звеньев технологической цепочки могут быть представлены следующим образом

$$\min_{x^i} c_{\text{ВЫХ}}^i \quad (2.11)$$

при условиях

$$H^i(x^i, y^i, z^i) = 0, \quad (2.12)$$

$$G^i(x^i, y^i, z^i) \geq 0, \quad (2.13)$$

$$K^i = K^i(x^i, y^i, z^i, s^i), \quad (2.14)$$

$$U^i = U^i(x^i, y^i, z^i, c_{\text{ВХ}}^i), \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{ВХ}}^i = Q_{\text{ВХ}}^i(x^i, y^i, z^i), \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{ВЫХ}}^i = Q_{\text{ВЫХ}}^i(x^i, y^i, z^i), \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{СОП}}^i = Q_{\text{СОП}}^i(x^i, y^i, z^i), \quad (2.18)$$

$$c_{\text{ВЫХ}}^i = Y^i(K^i, U^i, Q_{\text{ВХ}}^i, c_{\text{ВХ}}^i, Q_{\text{ВЫХ}}^i, Q_{\text{СОП}}^i, c_{\text{СОП}}^i, \text{IRR}_z, \theta^i), \quad (2.19)$$

$$c_{\text{ВХ}}^{j+1} = c_{\text{ВЫХ}}^j, \quad (2.20)$$

$$Q_{\text{ВХ}}^{j+1} = Q_{\text{ВЫХ}}^j, \quad j = 1, \dots, N-1, \quad (2.21)$$

$$\underline{x}^i \leq x^i \leq \overline{x}^i, \quad i = 1, \dots, N, \quad (2.22)$$

где подстрочным индексом i обозначается номер звена технологической цепочки; $c_{\text{ВЫХ}}^i$ – цена энергоносителя на выходе i -го звена; H^i – система ограничений-равенств i -го звена; x^i – вектор независимых оптимизируемых параметров i -го звена; y^i – вектор зависимых вычисляемых (из системы H^i) параметров i -го звена; z^i – вектор исходных данных (прочностные характеристики материалов, не оптимизируемые характеристики оборудования и др.); G^i – система ограничений-неравенств i -го звена, задает границы изменения его параметров; K^i – капиталовложения в оборудование i -го звена (в общем случае вектор, компоненты которого задают капиталовложения по годам расчетного периода); s^i – стоимостные удельные характеристики оборудования; U^i – эксплуатационные

издержки i -го звена (в общем случае вектор, задающий издержки по годам расчетного периода); $c_{\text{вх}}^i$ – цена энергоносителя на входе i -го звена; $Q_{\text{вх}}^i, Q_{\text{вых}}^i$ – расход энергоносителя на входе и выходе i -го звена; $Q_{\text{соп}}^i, c_{\text{соп}}^i$ – расход и цена сопутствующего энергоносителя, производимого i -м звеном и потребляемого на месте, т.е. не поступающего на вход $i+1$ -го звена; IRR_z – заданное (для всех звеньев и всех цепочек) значение внутренней нормы возврата капиталовложений; θ^i – вектор экономических параметров (ставки различных налогов и др.) используемых при вычислении IRR; N – число звеньев в цепочке; $\underline{x}^i, \overline{x}^i$ – векторы минимально и максимально-возможных значений оптимизируемых параметров; $c_{\text{вх}}^1$ – стоимость первичного топлива (угля или природного газа) задается.

Задачи (2.11) – (2.22) решаются для каждой из цепочек. Оптимальной будет та технологическая цепочка, у которой цена энергоносителя на выходе из последнего звена будет минимальной.

2.10.2. Сопоставление экономической эффективности технологических цепочек электроснабжения удаленных потребителей за счет энергии органического топлива крупных месторождений Сибири и Дальнего Востока

Сопоставляется экономическая эффективность различных вариантов транспорта энергоносителей из регионов Сибири и Дальнего Востока в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА для электроснабжения указанных территорий. При этом рассматриваются возможные технологии транспорта энергоносителей крупных месторождений угля и природного газа на территории Сибири и Дальнего Востока в зависимости от расстояния и объемов передаваемых энергоносителей. В качестве критерия оптимальности используется минимум цены электроэнергии для удаленных потребителей каждой технологической цепочки при заданном уровне рентабельности.

Рассматриваются следующие возможные варианты энергоснабжения удаленных потребителей.

1. Производство электроэнергии на ТЭС на угле, расположенных в регионах Сибири и Дальнего Востока, и транспорт электроэнергии по линиям передачи постоянного тока.
2. Производство электроэнергии на АЭС, расположенных в регионах Сибири и Дальнего Востока, и транспорт электроэнергии по линиям передачи постоянного тока.
3. Производство электроэнергии из природного газа на современных ПГУ с высоким КПД и транспорт электроэнергии по линиям передачи постоянного тока.

4. Трубопроводный транспорт природного газа из восточных регионов России в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА и производство электроэнергии на ПГУ на этих территориях.
5. Железнодорожный транспорт угля экспортных месторождений в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА и производство электроэнергии на месте доставки.

Далее обозначим особенности рассматриваемых вариантов.

Для производства электроэнергии из угля исследуются два варианта ТЭС: на суперсверхкритические параметры с КПД нетто 46 % и ТЭС с котлом с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) с КПД нетто 42 %. В качестве источника производства электроэнергии из природного газа рассматриваются современные ПГУ с КПД нетто 56 % [333]. Для транспорта природного газа принят газопровод диаметром 1420 мм. На компрессорных станциях газопроводов используется газотурбинный привод. Удельные затраты на железнодорожный транспорт угля приняты в соответствии с [334–336]. В зависимости от расстояния они составляют 35–40 дол./т у.т. · тыс. км). Цена природного газа в регионах Сибири и Дальнего Востока принималась равной 150 долл./тыс. н м³, цена угля – 60 долл./т у.т на основании прогноза АПБЭ [332]. Для передачи постоянного тока (ППТ) рассматриваются двухцепные линии номинальной мощностью 6400 МВт с напряжением ±800 кВ [337].

Следует подчеркнуть, что рассматриваемые варианты транспорта энергоносителей существенно различаются по объемам потребляемого первичного энергоресурса. Так, варианты, основанные на передаче электроэнергии по ППТ, ориентированы на их номинальную мощность 6400 МВт. Соответственно этому потребление топлива в таких вариантах составляет 8–14 млн т у. т. в зависимости от КПД нетто ТЭС. В варианте транспортировки природного газа по газопроводу его объем составляет 32 млрд м³ (36,5 млн т у. т.). Уголь по железной дороге поставляется в объеме 10–14 млн. т у.т. в зависимости от КПД, что соответствует его потреблению угольной ТЭС мощностью 6400 ГВт (в зависимости от КПД).

Кроме того, для каждого варианта рассмотрены возможные расстояния транспорта энергоносителей из восточных регионов России в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА (2,5 – 4 тыс. км).

Далее приведены все рассмотренные варианты и подварианты энергоснабжения удаленных потребителей.

1. Производство электроэнергии на угольных ТЭС, расположенных в регионах Сибири и Дальнего Востока, и транспорт электроэнергии по линиям передачи постоянного тока:

1а - ТЭС на угле на суперсверхкритические параметры с удельными капиталовложениями 1800 долл./кВт, цена угля на месте – 60 долл./т у.т.

1б - ТЭС на угле с ЦКС с удельными капиталовложениями 1450 долл./кВт, цена угля на месте – 60 долл./т у.т.

2. Производство электроэнергии на АЭС, расположенных в регионах Сибири и Дальнего Востока, и транспорт электроэнергии по линиям передачи постоянного тока.

3. Производство электроэнергии из природного газа на современных ПГУ с высоким КПД и транспорт электроэнергии по линиям передачи постоянного тока.

4. Трубопроводный транспорт природного газа из восточных регионов России в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА и производство электроэнергии на ПГУ на указанных территориях.

5. Железнодорожный транспорт угля месторождений Сибири и Дальнего Востока в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА и производство электроэнергии на месте доставки:

5а - ТЭС на угле на суперсверхкритические параметры с удельными капиталовложениями 1800 долл./кВт, цена угля на месте – 60 долл./т у.т.

5б - ТЭС на угле с ЦКС с удельными капиталовложениями 1450 долл./кВт, цена угля на месте – 60 долл./т у.т.

На рис. 2.17 обозначены рассматриваемые технологии производства и транспорта энергоносителей. Используемая в расчетах основная исходная информация по составляющим технологических цепочек переработки энергоресурсов и транспорта энергоносителей представлена в табл. 2.40–2.42 [338].

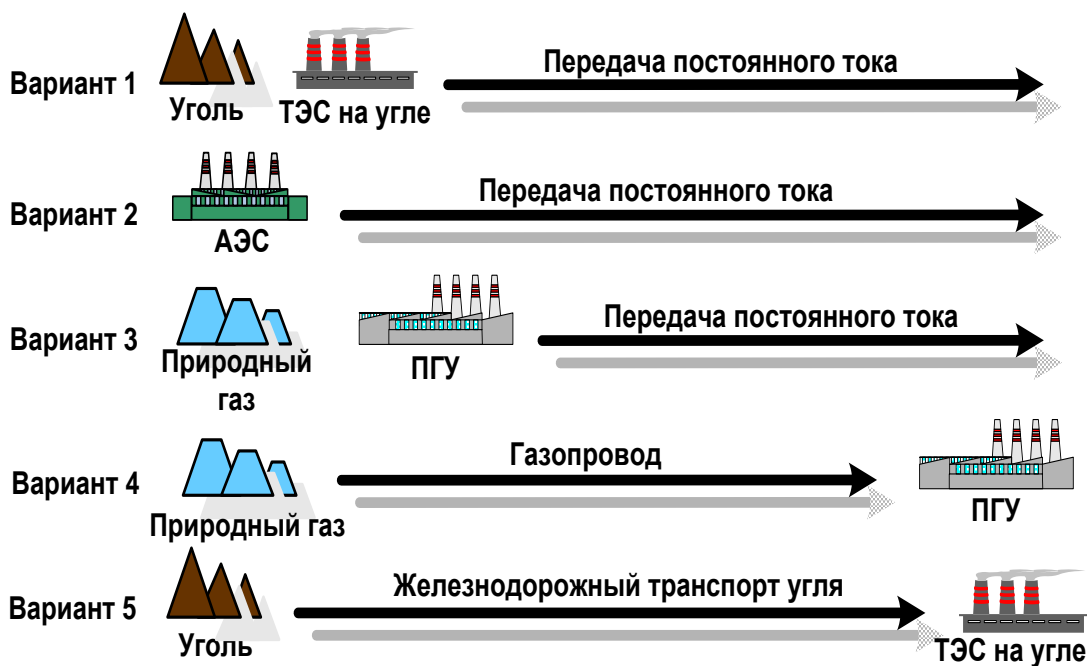


Рис. 2.17. Технологические цепочки производства и транспорта энергоносителей Сибири и Дальнего Востока в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА.

Для рассматриваемых технологий преобразования и транспорта энергии разработаны математические модели и проведены исследования их экономической эффективности при различных сочетаниях исходной технической и эко-

номической информации по критерию минимума стоимости электроэнергии на конце каждой технологической цепочки (в европейских регионах РФ или странах СВА) при заданной внутренней норме возврата капиталовложений, равной 15 %, что соответствует общемировой практике при анализе крупномасштабных проектов [339]. Отметим, что для варианта, основанного на трубопроводном транс-порте природного газа, была проведена оптимизация его пропускной способности и расстояния между компрессорными станциями по критерию минимума цены природного газа на выходе трубопровода [333, 340–342].

Таблица 2.40. Исходные данные по вариантам ТЭС

Показатель	АЭС	ТЭС на суперсверхкритические параметры	ТЭС с ЦКС	ПГУ на природном газе
Удельные капиталовложения, долл./кВт	2200	1800	1450	900
КПД нетто, %	34	46	42	56
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	5,6	5	5	1,6
Амортизационные отчисления, %	3,7	3,7	3,7	6,6
Эксплуатационные издержки, %	4,5	4,5	4,5	4,5
Число часов использования установленной мощности	6500	6500	6500	6500

Таблица 2.41. Принятые технико-экономические показатели трубопровода природного газа

Показатель	Значение
1. Диаметр газопровода, мм	1420
2. Номинальное давление, МПа	7,4
3. Число часов использования номинальной производительности в году	8000
4. Базовая удельная стоимость линейной части, млн. долл./км	3,2
5. Постоянная составляющая капиталовложений в перекачивающую станцию, млн. долл.	50
6. Переменная составляющая капиталовложений в перекачивающую станцию, долл./кВт	500
7. Удельный расход топлива приводными газовыми турбинами компрессорных станций, г у. т./кВт·ч	384
8. Расчетная низшая теплотворная способность природного газа, МДж/нм ³	33,5
9. Эксплуатационные издержки, % от капвложений	3,5
10. Амортизационные издержки, % от капвложений	6
11. Оптимальный объем природного газа, млрд м ³ /год	32
12. Оптимальное расстояние между компрессорными станциями, км	110

В табл. 2.43 сведены цены электроэнергии в конце технологических цепочек переработки энергоресурсов и транспорта энергоносителей (в европейских регионах РФ или странах СВА) по всем рассматриваемым вариантам. На

рис. 2.18 – 2.20 показана сравнительная экономическая эффективность вариантов переработки энергоресурсов и транспорта энергоносителей в зависимости от расстояний транспорта.

Расчеты рассматриваемых вариантов дают следующие результаты.

Для вариантов, ограниченных пропускной способностью ППТ или железных дорог, можно отметить, что при расстоянии 2,5 – 3 тыс. км наиболее эффективными и равноэкономичными являются **вариант 1б** (производство электроэнергии на ТЭС на угле с котлами ЦКС-КПД 42 %, удельные капиталовложения 1450 долл./кВт установленной мощности – и передача электроэнергии

Таблица 2.42. Принятые технико-экономические характеристики ППТ

Показатель	Значение
1. Удельные капиталовложения в воздушную линию, тыс. долл./км	1125
2. Удельные капиталовложения в преобразовательную подстанцию, долл./кВт	125
3. Потери энергии в преобразовательных подстанциях, %	2
4. Годовые потери энергии в воздушной линии при номинальных выходной мощности и числе часов использования, %/ тыс. км	3
5. Номинальная выходная мощность, МВт	6400
6. Число часов использования мощности в году	6500
7. Эксплуатационные издержки, % от капиталовложений:	
воздушная линия	3
преобразовательная подстанция	8,5
8. Амортизационные издержки, % от капиталовложений:	
воздушная линия	2,5
преобразовательная подстанция	6,5

Таблица 2.43. Цена электроэнергии в конце технологических цепочек в зависимости от вариантов переработки энергоресурсов и транспорта энергоносителей, цент/кВт ч

Варианты переработки энергоресурсов и транспорта энергоносителей		Расстояние транспорта, тыс. км		
		2,5 т.	3 т	4 т
1а ТЭС на угле на суперсверхкритические параметры, ППТ из восточных регионов в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА	Цена угля 60 долл./т у.т.	9,6	10,2	11,4
1б ТЭС на угле с ЦКС, ППТ из восточных регионов в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА	Цена угля 60 долл./т у.т.	8,7	9,3	10,5
2 АЭС, ППТ из восточных регионов России в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА	Цена топлива 20 долл./т у.т.	10,4	11,0	12,2
3 ПГУ на природном газе в восточных регионах России, ППТ в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА	Цена газа 150 долл./тыс. м ³	8,7	9,3	10,5
4 Трубопроводный транспорт природного газа из восточных регионов России, производство электроэнергии на ПГУ на территориях европейских	Цена газа 150 долл./тыс. м ³	8,8	9,2	9,9

регионов РФ или стран СВА				
5а Железнодорожный транспорт угля месторождений восточных регионов России в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА, производство электроэнергии на ТЭС на суперсверхкритические параметры на указанных территориях	Цена угля 60 долл./т у.т.	9,2	9,7	10,8
5б Железнодорожный транспорт угля месторождений восточных регионов России в европейские регионы РФ или на экспорт в страны СВА, производство электроэнергии на ТЭС с ЦКС на указанных территориях	Цена угля 60 долл./т у.т.	8,7	9,2	10,4

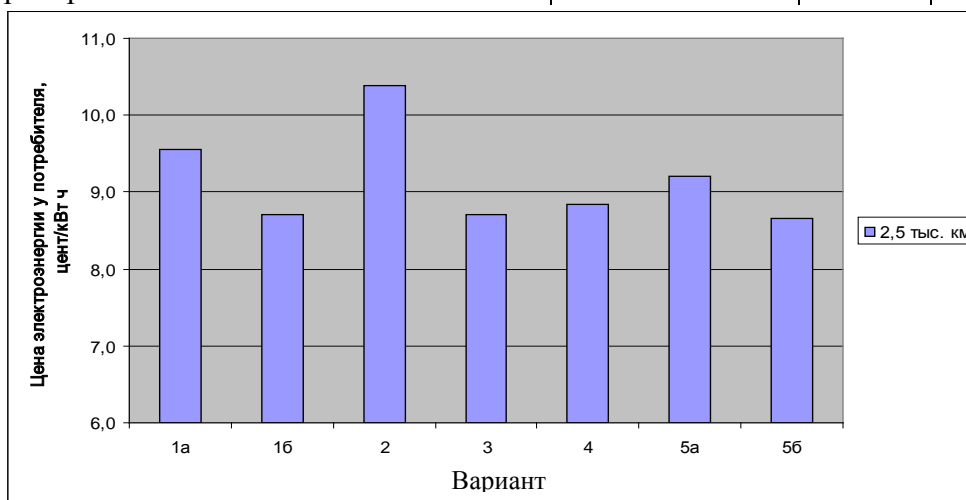


Рис. 2.18. Сравнительная эффективность вариантов переработки энергоресурсов и транспорта энергоносителей на расстояние 2,5 тыс. км.

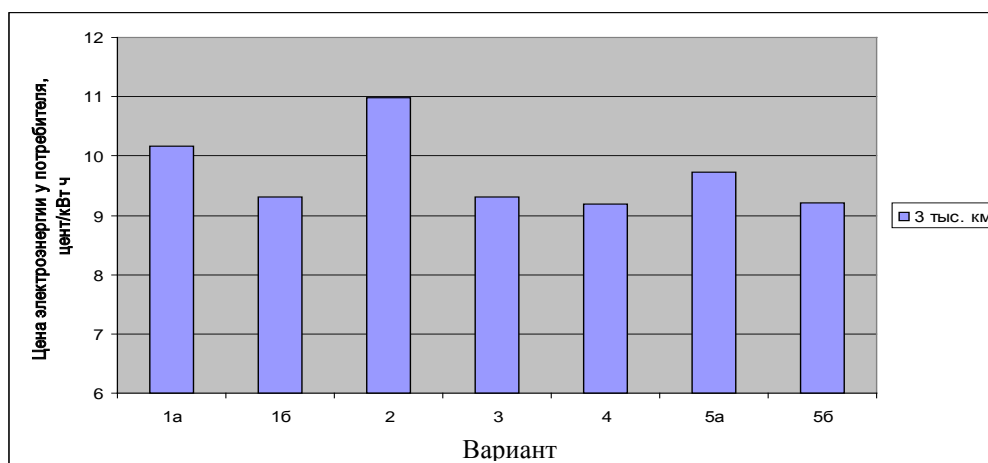


Рис. 2.19. Сравнительная эффективность вариантов переработки энергоресурсов и транспорта энергоносителей на расстояние 3 тыс. км.

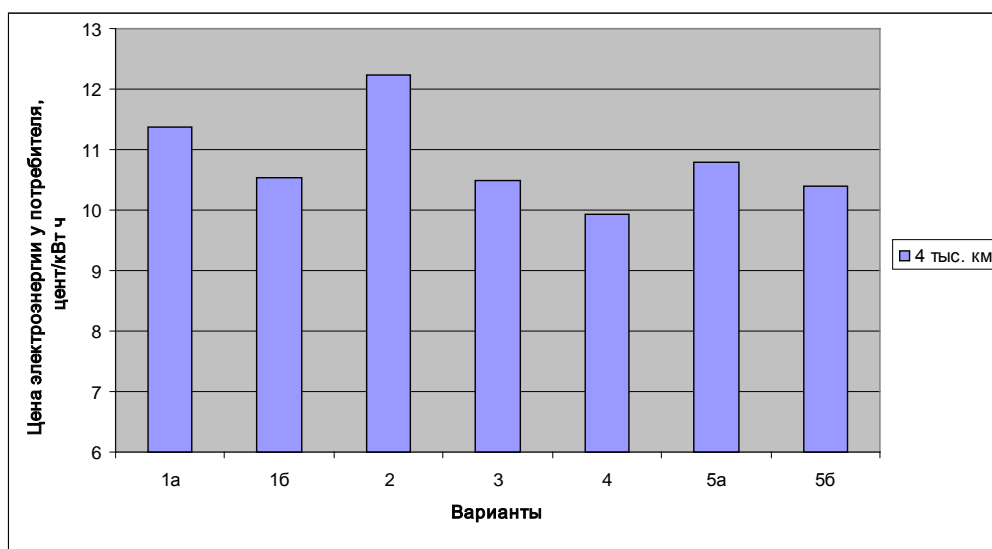


Рис. 2.20. Сравнительная эффективность вариантов переработки энергоресурсов и транспорта энергоносителей на расстояние 4 тыс. км.

из восточных регионов России в европейские регионы РФ или страны СВА по ППТ номинальной мощностью 6400 МВт) и **вариант 5б**, основанный на железнодорожном транспорте угля крупных месторождений восточных регионов России и производстве электроэнергии в европейских регионах РФ или странах СВА на ТЭС с ЦКС. Цена электроэнергии у конечных потребителей составляет 8,7 – 9,3 цент/кВт·ч в зависимости от дальности транспорта. Эффективность вариантов обусловлена низкими капиталовложениями в ТЭС при достаточно высоком КПД. Следует отметить, что при ужесточении экологических ограничений по выбросам загрязняющих веществ конкурентоспособность этих вариантов может снизиться.

Кроме того, **вариант 5б** имеет низкую вероятность реализации. Используемый в расчетах тариф на перевозку угля по железной дороге принят на основании действующей тарифной политики Российских железных дорог. При их формировании не учтены капиталовложения в строительство новых железных дорог. Следует ожидать, что при значительных объемах перевозки угля возникнут ограничения по пропускной способности действующих железных дорог и появится необходимость в строительстве новых веток. Это приведет к существенному росту тарифов на перевозку угля.

Немного проигрывает **вариант 3**, основанный на производстве электроэнергии из природного газа на современных ПГУ с высоким КПД и транспорте электроэнергии по линиям передачи постоянного тока. С учетом возможности снижения цен на природный газ крупных месторождений этот вариант может рассматриваться в качестве перспективного. Цена электроэнергии у конечных потребителей составляет 8,7 – 10,5 цент/кВт·ч в зависимости от дальности транспорта.

Вариант 2, основанный на производстве электроэнергии на АЭС, расположенных в регионах Сибири и Дальнего Востока, и ее транспорте по линиям передачи постоянного тока до удаленных потребителей имеет низкую эффективность, обусловленную высокими капиталовложениями в АЭС. Цена элек-

троэнергии в этом случае составляет 10,4 – 12,2 цент/кВт·ч в зависимости от дальности транспорта.

Вариант 4 – крупномасштабный трубопроводный транспорт природного газа (при его цене на входе трубопровода – 150 долл./тыс. м³) из восточных регионов России в европейские регионы РФ или страны СВА и производство электроэнергии на ПГУ на данных территориях также характеризуется достаточно высокой эффективностью и имеет перспективы на реализацию. Причем при дальности транспорта свыше 3 тыс. км эффективность варианта повышается. Цена электроэнергии у удаленных потребителей составляет 8,8 – 9,9 цент/кВт·ч в зависимости от дальности транспорта.

3. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

3.1. Оптимизация топливоснабжения электростанций на перспективу

3.1.1. Задачи оптимизации и их особенности

Задачи оптимизации условий топливоснабжения электростанций различны для долгосрочного и среднесрочного (краткосрочного) прогнозирования.

На этапе долгосрочного прогнозирования оптимизация условий топливоснабжения электростанций имеет целью определить рациональную потребность электростанций рассматриваемого региона (энергосистемы) в различных видах топлива (газ, мазут, уголь и т.д.) и области их применения различными типами электростанций с учетом возможных направлений и сроков реализации научно-технического прогресса в электро- и теплоэнергетике. Такая постановка задачи позволяет:

во-первых, объединять электростанции в регионе (энергосистеме) по типам (характерным группам электростанций с общими технологическими параметрами) и видам топлива,

во-вторых, пользоваться обобщенными технико-экономическими показателями рассматриваемых групп электростанций.

Существует много факторов, которые могут повлиять на условия топливоснабжения и масштабы использования того или иного топлива на электростанциях, среди которых:

– прогнозируемые уровни электро- и теплопотребления, зависящие от принимаемых сценариев развития экономики страны;

– прогнозируемые масштабы экспорта электроэнергии;

– масштабы и структура выработки электроэнергии по типам электростанций (ГЭС, АЭС, ТЭС и т.д.);

– степень изношенности действующего оборудования на электростанциях и его доля в структуре генерирующих мощностей;

– масштабы и сроки внедрения на электростанциях новых технологий и их стоимость;

– уровни теплофикации как одно из направлений повышения эффективности использования топлива на электростанциях за счет комбинированного производства электроэнергии и тепла;

– цены на топливо и возможные ресурсы его использования для электростанций;

– ограничения на выбросы вредных веществ, в том числе парниковых газов от сжигания топлива на электростанциях и т.д.

Из этого следует, что оптимизация условий топливоснабжения электростанций должна проводиться в рамках ТЭК с возможным учетом всех вышеперечисленных факторов.

На этапе среднесрочного прогнозирования оптимизация топливоснабжения электростанций преследует более конкретные цели и предусматривает возможность рассмотрения отдельных электростанций и выбора вида топлива индивидуально для каждой из них.

В основу предлагаемой методики оптимизации топливоснабжения электростанций в разрезе федеральных округов (объединенных энергосистем) и по России в целом в долгосрочной перспективе (25–30 лет) положена разработанная в ИСЭМ СО РАН динамическая оптимизационная модель ТЭК страны [343–345].

Модель входит в состав разработанного в ИСЭМ СО РАН модельно-компьютерного комплекса (МКК), предназначенного для исследования стратегий развития ТЭК страны и регионов во взаимосвязи с экономикой [226].

3.1.2. Описание модели ТЭК страны

Отметим наиболее важные особенности разработанной модели ТЭК страны.

1) в модели территория страны представлена по федеральным округам (ФО);

2) модель описывает развитие ТЭК ФО в динамике. Горизонт прогноза 20–25 лет – по пятилетиям;

3) по составу отраслей (нефтяная, газовая, угольная, электроэнергетика и централизованное теплоснабжение), их технологическому и территориальному представлению, числу рассмотренных первичных энергоресурсов и конечных энергоносителей модель достаточно полно описывает ТЭК страны;

4) модель является оптимизационной: в качестве коэффициентов функционала рассматриваются цены самофинансирования, обеспечивающие самоокупаемость рассматриваемых энергетических объектов.

Применяемая в рамках МКК модель ТЭК страны позволяет учитывать территориально-технологическую структуру производства и потребления первичных энергоресурсов, электроэнергии, централизованного тепла, котельно-печного топлива, а также включает блоки: энергосбережения, экологический, финансово-экономический и внешней торговли (рис. 3.1).

Территориальный аспект модели описывает ТЭК России в разрезе семи Федеральных округов (ФО), из них два представлены двумя регионами: Уральский ФО – Уралом и Тюменской областью и Сибирский ФО – Западной и Восточной Сибирью (рис. 3.2).

Производственно-технологический аспект моделируется группами существующих и перспективных энергетических объектов (нефтяные, газовые, угольные месторождения, НПЗ, электростанции, централизованные котельные

и т.д.) в каждом ФО, объединенных по технологическому признаку и виду используемых (производимых) энергоносителей (рис. 3.3).

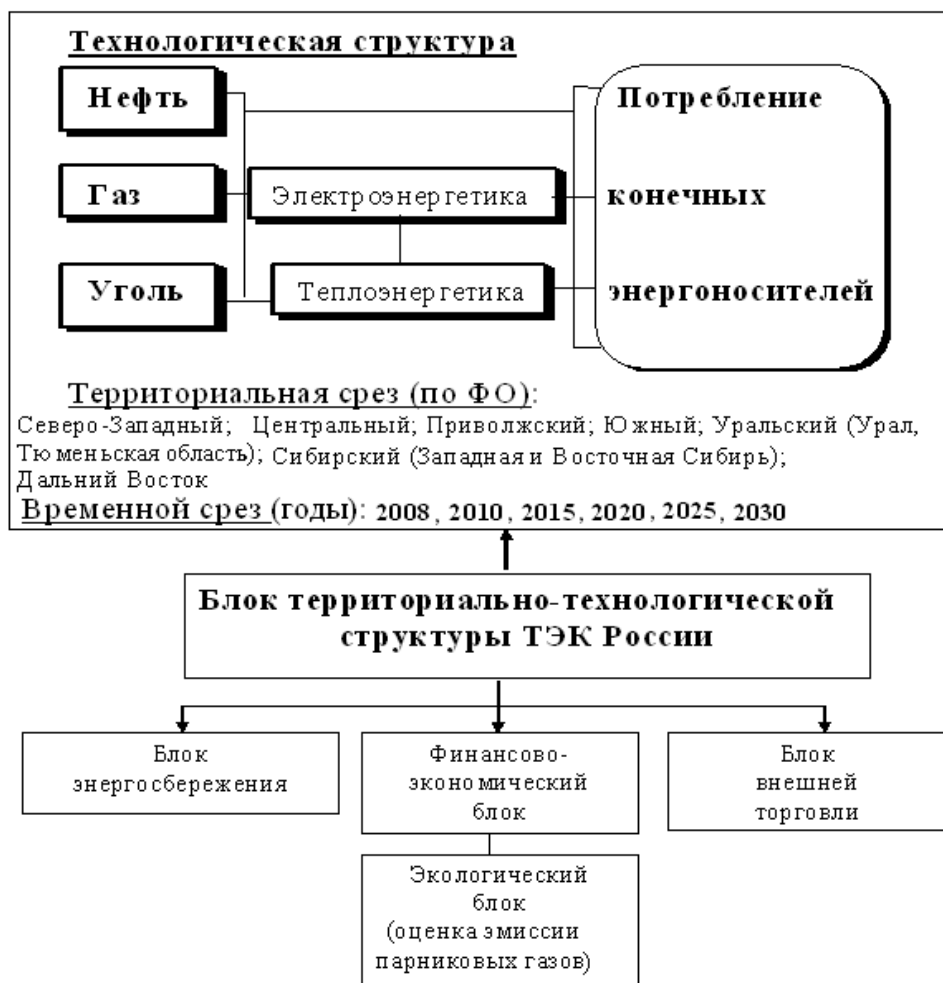


Рис. 3.1. Структура динамической оптимизационной модели ТЭК России

В общем случае энергетический объект описывается тремя группами показателей: технологическими, экономическими и экологическими.

Технологический аспект энергетического объекта (или группы объектов) описывается следующими показателями: коэффициентами, определяющими долю каждого входного или выходного энергоносителя в суммарном потреблении и производстве энергоносителей данным объектом (или группой объектов); коэффициентом полезного действия оборудования, которое используется на данном объекте; режимом работы (для электростанции КИУМ); сроком службы объекта.

Для представления в модели каждого из рассматриваемых первичных энергоресурсов (нефть, природный газ, уголь, ядерная энергия, гидроэнергия) используется принцип последовательного описания основных стадий их преобразования: добыча, переработка (преобразование), распределение и потребление конечных энергоносителей.

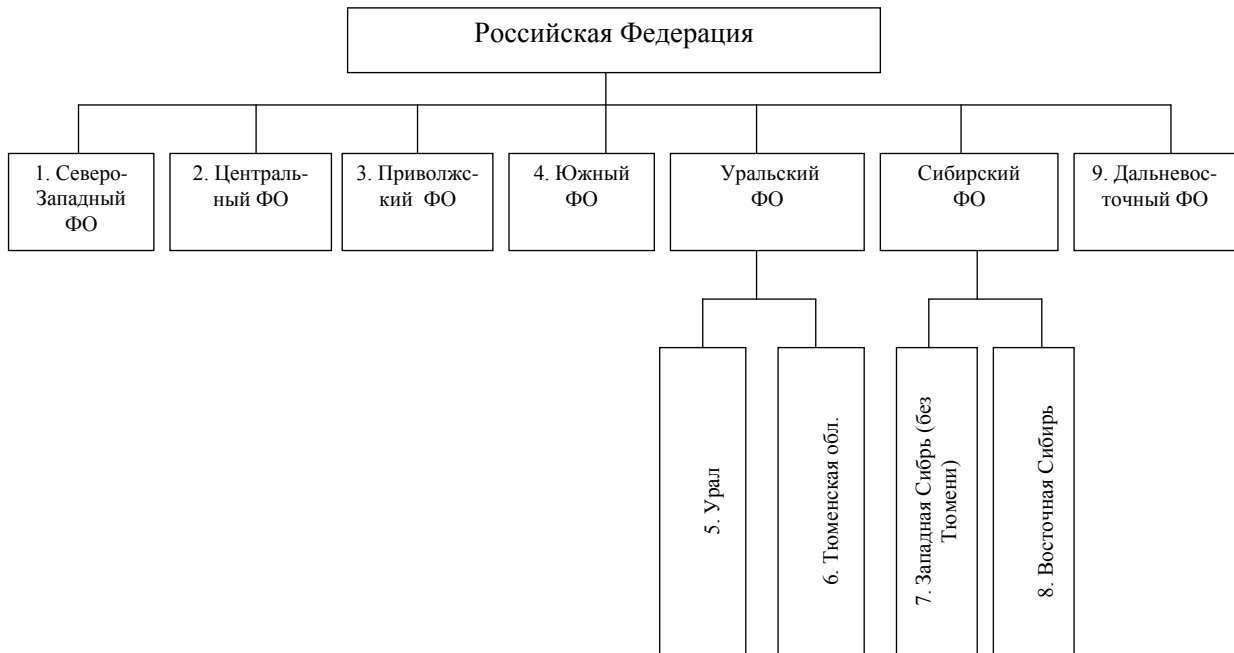


Рис. 3.2. Территориальная структура модели ТЭК России

В общем случае баланс производства и потребления энергоносителя e в регионе r в году t имеет следующий вид:

$$\sum_{p \in P_r} a_{epr}^t \times X_{pr}^t + \sum_{r' \in R} Y_{er'r}^t + I_{er}^t = \sum_{r' \in R} b_{err'}^t \times Y_{err'}^t + \sum_d D_{edr}^t + \mathcal{E}_{er}^t \quad (3.1)$$

для всех: $e \in 1, \dots, E$; $r \in 1, \dots, r', \dots, R$; $t \in 1, \dots, T$,

где: X_{pr}^t – производственная мощность энергетического объекта p в регионе r в году t ; a_{epr}^t – коэффициент, определяющий выход (расход) энергоносителя e на энергетическом объекте p в регионе r в году t ; $Y_{er'r}^t$ – искомый объем поступления энергоносителя e из региона r' в регион r в году t ; I_{er}^t – импорт энергоносителя e в регион r в году t ; $Y_{err'}^t$ – возможные поставки энергоносителя e из региона r в регион r' в году t (с учетом потерь при транспорте $b_{err'}^t$); D_{edr}^t – потребление конечного энергоносителя e по категориям потребителей d в регионе r в году t ; \mathcal{E}_{er}^t – экспорт энергоносителя e из региона r в году t .

Все мощности энергетических объектов p делятся на действующие мощности (на начало рассматриваемого периода) и вновь создаваемые в течение расчетного периода.

Для действующих мощностей задается динамика их выбытия по этапам расчетного периода.

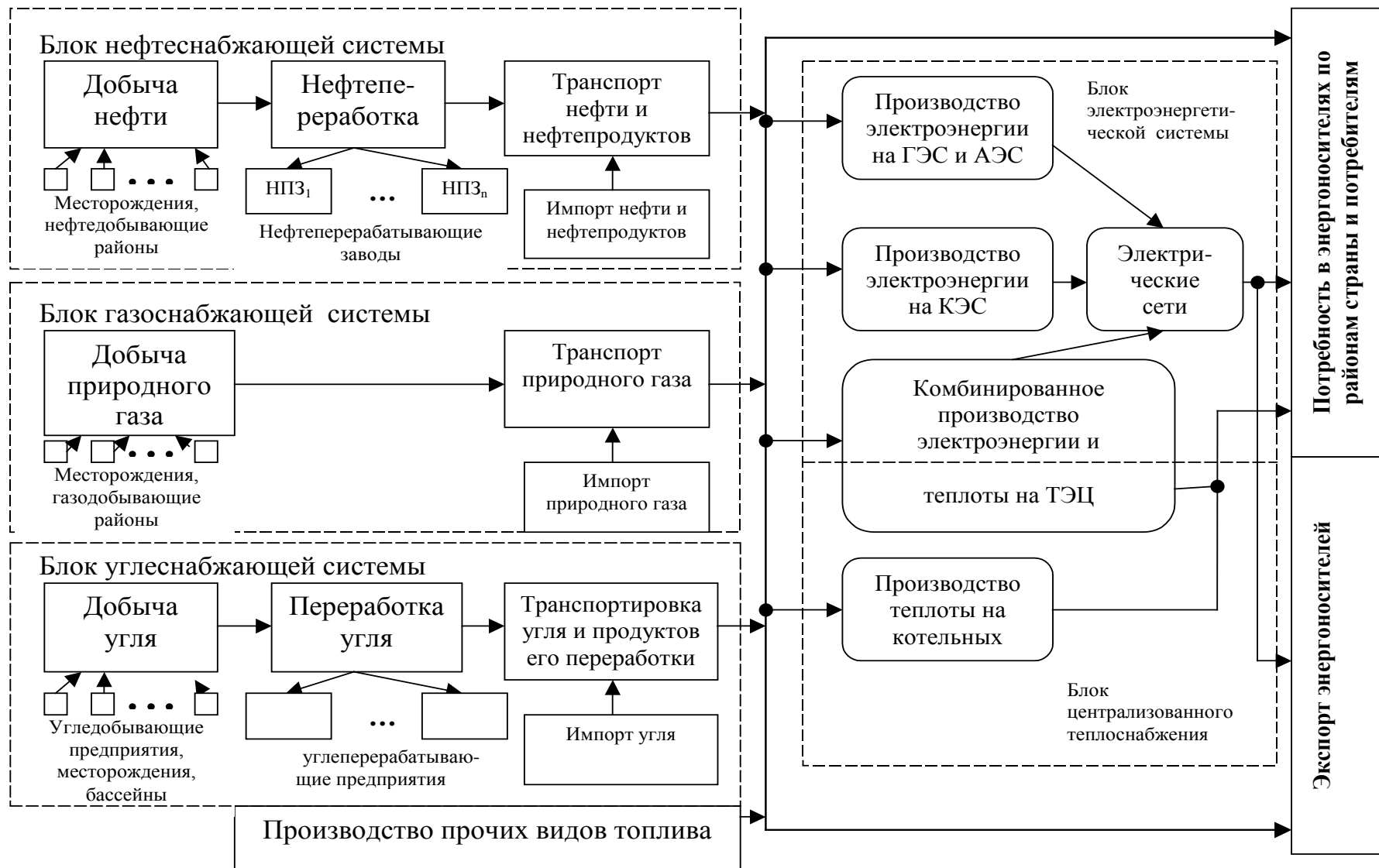


Рис. 3.3. Принципиальная технологическая структура динамической модели для оптимизации территориально-производственной структуры ТЭК страны

Для каждого энергетического объекта p (действующего или вновь сооружаемого) предусматривается возможность создания (расширения) производственных мощностей. При этом вводимые мощности объектов должны выбывать по мере окончания заданного нормативного срока их службы.

При описании территориальных связей в модели используется сетевой принцип. При этом выделяются два типа связей: внутрирегиональные и межрегиональные. Внутрирегиональные связи по каждому энергоносителю e моделируются графом, вершины которого представляют производителей и потребителей топлива и энергии в данном регионе, в качестве дуг – связи между ними. При моделировании межрегиональных связей в качестве вершин рассматриваются условные центры регионов, а дуги – варианты транспорта: трубопроводный, железнодорожный, электронный. При моделировании транспортных связей используются те же показатели, что и при описании энергетических объектов. Сеть действующих трубопроводов и ЛЭП ограничивается пропускными способностями с учетом выбытия их мощностей по этапам расчетного периода. Железнодорожный транспорт топлива ограничивается пропускными способностями наиболее нагруженных (по топливу) участков дорог.

Ниже дается краткое описание *блока электро- и теплоэнергетики и условий топливоснабжения электростанций и котельных* в модели ТЭК. Оптимизация перспективного развития электро- и теплоснабжения и условий топливоснабжения электростанций и котельных предполагает решение следующих задач:

- 1) выбор рационального сочетания мощности электростанций разных типов (ГЭС, АЭС, КЭС, ТЭЦ) по регионам страны;
- 2) определение рациональной структуры выработки электроэнергии по типам электростанций и видам топлива;
- 3) определение рациональных уровней теплофикации в регионах и по стране в целом;
- 4) определение состава и требуемой мощности нового оборудования для электростанций и котельных в регионах;
- 5) выяснение необходимости крупных (магистральных) перетоков электроэнергии между регионами;
- б) выбор вида топлива и определение его годового расхода электростанциями и котельными по регионам страны.

Для этого по каждому региону записывается несколько групп уравнений.

Первая группа уравнения описывает годовой баланс электроэнергии, который формируется из: а) выработки электроэнергии на собственных электростанциях, работающих на разных видах топлива и оборудования; б) получения электроэнергии из соседних регионов; в) перетоков электроэнергии в соседние регионы; г) годовой потребности региона в электроэнергии.

Вторая группа уравнений формирует годовой баланс теплоты в регионе. Для этого по каждому региону предусматривается следующая дифференциация источников теплоты: ТЭЦ на органическом и ядерном топливе, крупные и мелкие котельные, источники теплоты из вторичных энергоресурсов и нетрадици-

онной энергетики. При этом уровень теплофикации (отпуск теплоты от ТЭЦ) в регионе определяется не только условиями обеспечения баланса теплоты, но и условиями их топливоснабжения, а также участием ТЭЦ в покрытии электрической нагрузки соответствующего региона.

Третья группа уравнений позволяет для всех источников электроэнергии и теплоты на органическом топливе определить вид топлива и его годовой расход.

В каждом регионе рассматривается несколько вариантов сооружения электростанций (на разных технологиях, под разные виды топлива). В процессе оптимизации выбираются те варианты, которые приводят к минимуму затрат на производство электроэнергии и тепла (для ТЭЦ) в регионе (с учетом цен на топливо и его расхода на электростанциях).

При этом выбор оптимального (рационального) варианта сооружения электростанции, а следовательно расхода топлива, будет зависеть:

- от удельных капиталовложений на сооружение электростанций;
- удельных расходов топлива на производство электроэнергии и отпуск тепла (КПД электростанций);
- цен на топливо;
- эксплуатационных затрат.

Четвертая группа уравнений описывает различные технические ограничения: на установленную мощность действующих и некоторых новых типов электростанций, отпуск теплоты от действующих ТЭЦ, магистральные перетоки электроэнергии, расход топлива по отдельным электростанциям или их группам и т.п.

В *блоке энергосбережения* определяются рациональные уровни энергосбережения по отдельным (выделенным) энергоемким потребителям или их группам.

В *экологическом блоке* модели определяются суммарные и удельные выбросы парниковых газов в каждом регионе и экономически обоснованные масштабы внедрения мероприятий по их снижению при учете ограничений на выбросы.

Блок внешней торговли описывает условия возможного экспорта энергоносителей из региона. В общем случае эффективность и масштабы экспорта энергоносителей будут зависеть от экспортных цен, объемов добычи (производства) и внутреннего потребления энергоносителей (с учетом их межрегионального перераспределения, энергосбережения и замещения другими видами энергоносителей), состояния действующей внутренней и экспортной транспортной сети и предпосылок для сооружения новой, затрат на добычу и транспорт энергоносителей.

В *финансово-экономическом блоке* модели по каждому региону определяются: замыкающие (предельные) цены по каждому энергоносителю; требуемые капитальные вложения на поддержание и развитие энергетических объектов по отраслям ТЭК.

В качестве основного критерия оптимизации в модели рассматривается минимум суммарных дисконтированных затрат (на добычу, переработку (преобразование), транспорт, снижение вредных выбросов и энергосбережение энергоносителей) за весь расчетный период при максимуме выручки от экспорта энергоносителей.

Функционал модели в этом случае представляет собой сумму всех затрат (по всем регионам и временным этапам) за вычетом выручки от экспорта энергоносителей, дисконтируемых к началу расчетного периода, где в качестве коэффициентов функционала выступают:

- цены самофинансирования, связанные с производством (преобразованием), транспортом и энергосбережением энергоносителя e в регионе r в году t ;
- прогнозируемые цены на импортируемый энергоноситель e в регион r в году t ;
- прогнозируемые цены (франко-граница) на экспортируемый энергоноситель e из региона r в году t ;
- затраты, связанные с внедрением и эксплуатацией технологий a по снижению вредных выбросов c на энергетических объектах p в регионе r в году t ;

Для расчета цен самофинансирования для энергетического объекта p в модели задаются следующие показатели:

- удельные постоянные (эксплуатационные) затраты, связанные с поддержанием единицы мощности энергетического объекта p в регионе r в году t ;
- удельные переменные (эксплуатационные) затраты, связанные с производством энергетическим объектом p энергоносителя e в регионе r в году t ;
- доля амортизационных отчислений энергетическим объектом p в регионе r в году t (зависит от стоимости основных фондов и принятых нормативных сроков эксплуатации объекта);
- среднегодовой доход на вложенный капитал (с учетом налогов и рисков), создаваемый за счет прибыли, %.

Такой состав показателей, принимаемый для определения цен самофинансирования, позволяет учесть:

- финансово-экономическую эффективность (самокупаемость) рассматриваемых энергетических объектов при их инвестировании за счет акционерного капитала;
- зависимость себестоимости производства энергоносителя e от загруженности мощностей на энергетическом объекте p в году t . Чем меньше загружена мощность объекта, тем выше себестоимость единицы производимой продукции (поскольку затраты на поддержание мощностей остаются постоянными).

Предлагаемая модель позволяет оценить (по стране и ФО) (рис. 3.4):

- балансы первичных энергоресурсов;
- балансы котельно-печного топлива (по видам топлива: газ, мазут уголь, прочие виды топлива);
- балансы электроэнергии и централизованного тепла;
- перспективную технологическую структуру производства в отраслях ТЭК;

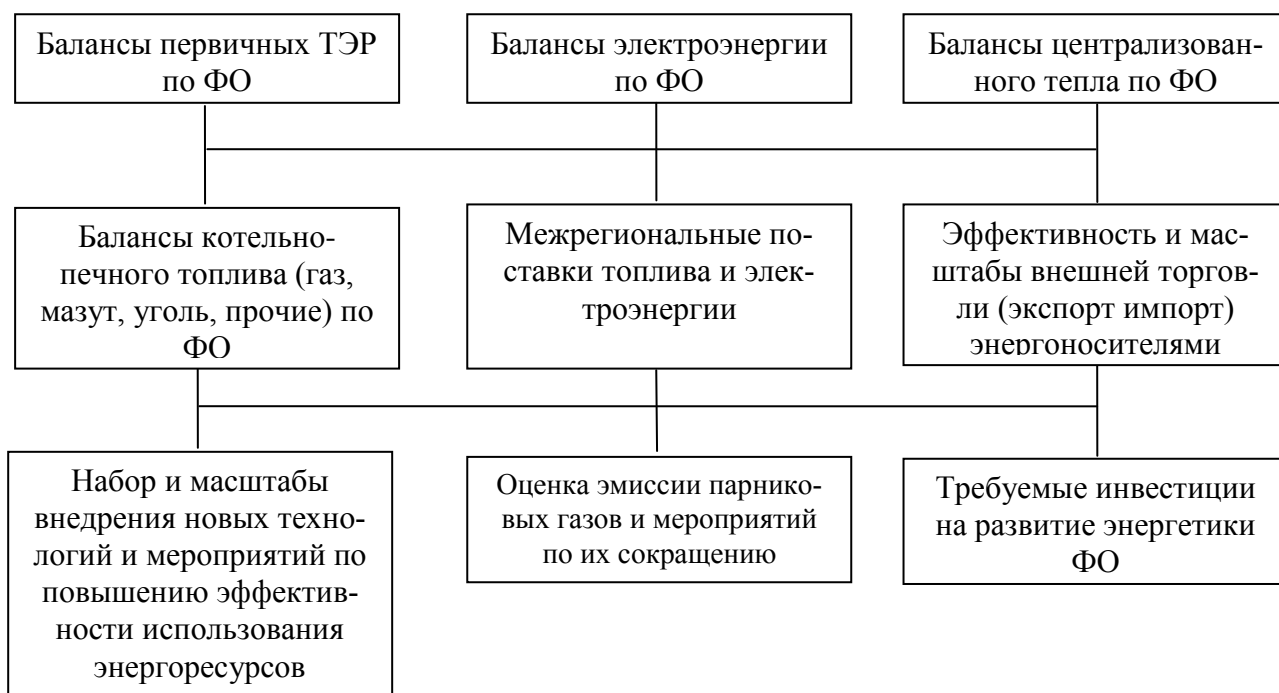


Рис. 3.4. Результаты оптимизации модели ТЭК России

межрегиональные поставки топлива (газ, уголь, мазут) и электроэнергии; сравнительную эффективность и масштабы внешней торговли энергоносителями; эмиссию парниковых газов и набор мероприятий по их сокращению; требуемые инвестиции на развитие ТЭК с разбивкой по отраслям.

3.1.3 Представление входной и выходной информации в модели

Для проведения многовариантных расчетов на динамической модели, имеющей сравнительно большую размерность (количество уравнений – 9600, количество переменных – 12700, ненулевых элементов в матрице – 43100) потребовалась разработка специальной информационно-вычислительной системы (ИВС), позволяющей ускорить процесс проведения расчетов и облегчить анализ полученных результатов.

ИВС позволяет оперативно работать с входными таблицами, корректировать модель на основе информации, хранящейся в этих таблицах, выводить результаты решений в виде различных, сконструированных самим пользователем выходных таблиц и графиков.

Входной информацией для ИВС являются таблицы, сгруппированные в блоки (рис. 3.5): «Энергоресурсы», «Преобразование энергоресурсов», «Транспорт энергоресурсов и энергоносителей», «Потребность в конечных энергоносителях», «Экспорт и импорт энергоресурсов», «Экология».

В блоке «Энергоресурсы» описываются технико-экономические и экологические показатели и ограничения на добычу (производство) первичных энергоресурсов по каждому из выделенных регионов.



Рис. 3.5. Укрупненная схема подготовки входной информации

В блоке «Преобразование энергоресурсов» описываются технико-экономические и экологические показатели действующих и перспективных технологий и установок энергетических объектов (НПЗ, электростанций, котельных, углеперерабатывающих предприятий и т. д.), энергосберегающих и природоохранных мероприятий.

В блоке «Транспорт энергоресурсов и энергоносителей» описываются типы и направления действующих и вновь сооружаемых основных транспортных потоков первичных энергоресурсов (нефть, газ, уголь) и конечных энергоносителей (электроэнергия, централизованное тепло, моторное топливо, мазут, прочие нефтепродукты, уголь) и задаются ограничения на их развитие. Описываются технико-экономические показатели магистральных и распределительных нефте- и газопроводов, межрегиональных и внутрисистемных линий электропередачи (ЛЭП), железнодорожного транспорта.

В блоке «Потребность в конечных энергоносителях» для каждого региона задаются возможные размеры потребления (с возможной разбивкой по крупным потребителям) основных энергоносителей: электро-, и теплоэнергии, моторного топлива, прочих нефтепродуктов, котельно-печного топлива с выделением газа, мазута, кузнецкого, канско-ачинского угля, других каменных и бурых углей. Описываются технико-экономические и экологические показатели энергосберегающих мероприятий.

В блоке «Экспорт и импорт энергоресурсов» задаются прогнозные экспортные (франко-граница) и импортные цены и ограничения на экспортируемые и импортируемые энергоносители по регионам.

В блоке «Экология» задаются технико-экономические показатели технологий по сокращению выбросов и предельно-допустимые выбросы вредных веществ в атмосферу региона.

Выходную информацию пользователь получает (в системе электронных таблиц в формате Excel) в виде балансовых и других таблиц и графиков, предусматривающих их выдачу по стране и регионам (рис. 3.6). В их числе балансы:

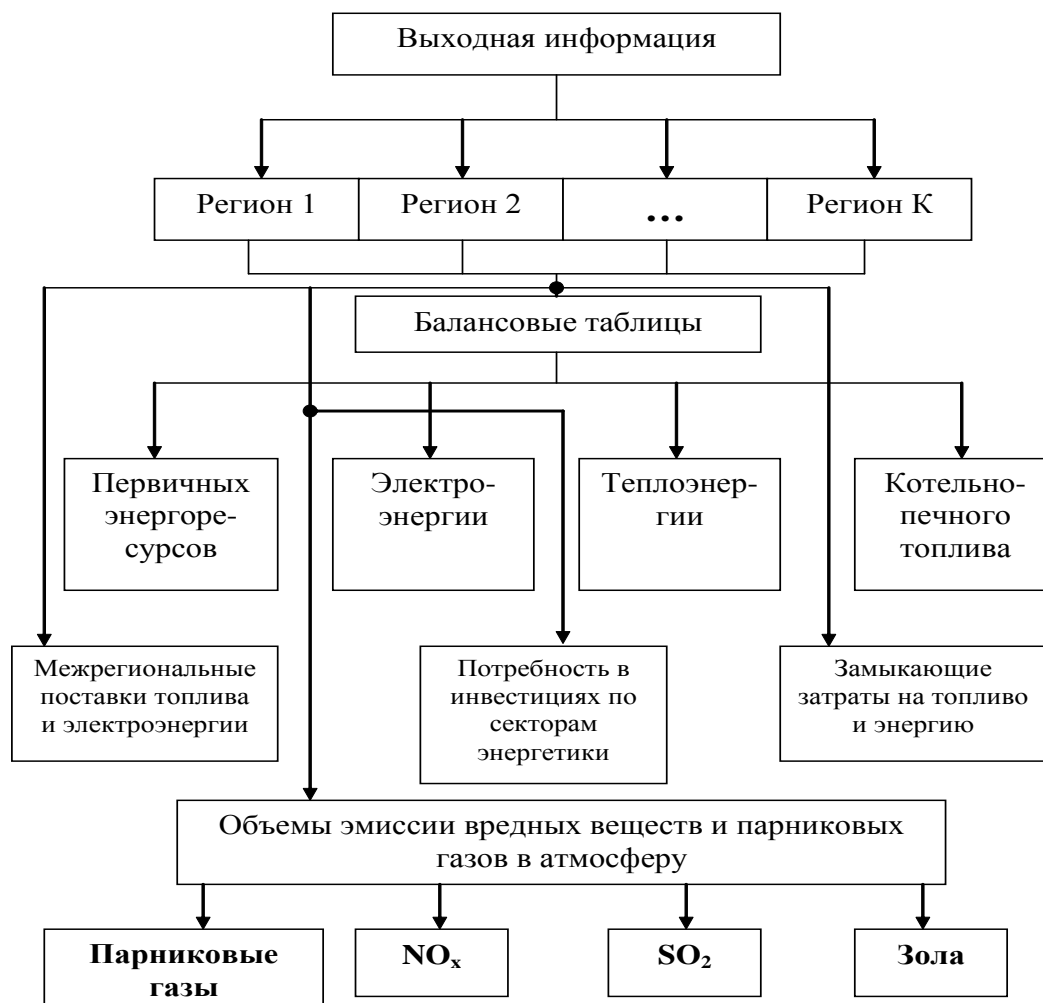


Рис. 3.6. Структура выходных результирующих таблиц динамической модели ТЭК России

- первичных энергоресурсов в разрезе федеральных округов и по России в целом;
- мощности и электроэнергии в разрезе федеральных округов и по России в целом;
- централизованного тепла в разрезе федеральных округов и по России в целом;

- котельно-печного топлива (по видам) в разрезе федеральных округов и по России в целом;
- а также:
- межрегиональные поставки топлива (по видам) и электроэнергии (объемы и направления);
- потребность в инвестициях по секторам энергетики в разрезе федеральных округов и по России в целом;
- замыкающие затраты на топливо и электроэнергию,
- объемы эмиссии парниковых газов в атмосферу в разрезе федеральных округов и по России в целом.

При необходимости пользователь может по своему усмотрению менять содержание выходных таблиц (за счет комбинации полученной в результате расчетов информации и привлеченных экспертных оценок извне).

3.1.4. Пример выполненных исследований

Ниже приводится пример оценки влияния масштабов развития АЭС и ограничений на выбросы CO₂ от тепловых электростанций России на условия их топливоснабжения в долгосрочной перспективе.

В качестве расчетного инструментария использовалась описанная выше динамическая оптимизационная модель ТЭК страны, позволяющая оптимизировать условия топливоснабжения электростанций в увязке с развитием электроэнергетики и топливных отраслей.

Неопределенность в масштабах развития АЭС в России, рассматриваемая в прогнозах [300, 346] на 15–20 лет, еще в большей степени может иметь место в более долгосрочной перспективе [347–349].

Одним из возможных путей снижения зависимости России от АЭС является развитие инновационных технологий на ТЭС на органическом топливе. В свою очередь, наличие ограничений на выбросы CO₂ от тепловых электростанций может заметно повлиять на объемы и сроки внедрения этих технологий.

Для оценки влияния масштабов развития АЭС и ограничений на выбросы CO₂ на инновационное развитие ТЭС в России и условия их топливоснабжения применялся сценарный подход.

Рассматривались два сценария развития АЭС в России¹ до 2040 г.: повышенный и пониженный (табл. 3.1).

Повышенный сценарий предполагает развитие атомной энергетики с доведением установленной мощности АЭС к 2040 г. до 56 ГВт. Это потребует до 2030 г. ввода на АЭС 31 ГВт (в среднем по 1,6 ГВт ежегодно), в 2031–2040 гг. – 22,1 ГВт (по 2,2 ГВт в год).

В повышенном варианте предполагается, что после 2025 г. (наряду с тепловыми реакторами) начнется внедрение АЭС на быстрых реакторах (7-10 ГВт

¹ Прогнозируемые масштабы развития АЭС принимались с учетом предложений, рассматриваемых в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 г. [300].

Таблица 3.1. Прогноз развития АЭС в России до 2040 г.

Показатель	2010	Сценарии развития АЭС					
		повышенный			пониженный		
		2020	2030	2040	2020.	2030	2040
Установленная мощность АЭС, ГВт	24,3	29,4	42,1	56,2	29,4	38,6	44,6
Демонтаж* АЭС, ГВт	—	3,8	13,2	21,3	3,8	13,2	21,3
Ввод*, всего, ГВт	—	8,9	31,0	53,2	8,9	27,5	41,6
Европейская часть	—	8,8	28,5	50,7	8,8	26,2	39,1
Сибирь	—	—	2,4	2,4	—	1,2	2,4
Дальний Восток	—	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

* относительно 2010 г.

в период 2026–2040 гг.) с технико-экономическими показателями соизмеримыми с АЭС на тепловых реакторах (табл. 3.2).

Пониженный сценарий предусматривает более умеренные масштабы развития АЭС в России с доведением установленной мощности АЭС к 2040 г. до 44,6 ГВт.

При этом ввод новых мощностей на АЭС до 2030 гг. составит 27-28 ГВт, в период 2031-2040 гг. – 14 ГВт (в среднем по 1,4 ГВт ежегодно).

При рассмотренных сценариях развития АЭС в России принималось, что выбросы парниковых газов (СО₂) от сжигания топлива на ТЭС страны к 2040 г. не превысят 80% (665 млн т) от уровня выбросов в 1990 г. (835 млн т).

Таблица 3.2. Техничко-экономические показатели перспективных АЭС в России

Показатели	На тепловых реакторах	На быстрых реакторах
Период ввода	После 2015 г.	После 2025 г.
Срок эксплуатации, лет	50	60
КПД, %	35	40
Удельные капиталовложения, долл./кВт	3000–3500	3800–4300
КИУМ, %	80	88
Затраты на производство, цент/кВт·ч	6,9–7,9	7,6–8,5
В том числе:		
-себестоимость	2,6–2,9	2,7–2,9
-инвестиционная составляющая*	4,3–5,0	4,9–5,6

Примечание: в ценах 2010 г. Источник [347–349] и расчеты авторов

* инвестиционная составляющая затрат АЭС рассчитана при коэффициенте дисконтирования 10 % и сроке эксплуатации: для тепловых реакторов – 50 лет, для быстрых реакторов 60 лет.

Таблица 3.3. Технико-экономические показатели инновационных технологий на ТЭС России

Показатель	ТЭС-ПГУ на газе	ТЭС-ПГУ на угле с ГУ	ТЭС-ПТУ ССКП на угле
Срок эксплуатации, лет	35	40	40
Мощность, МВт	400-800	450-800	600-1000
КПД, %	59	49-50	44-45
Цена топлива, долл./т у.т	190-240 ¹	85-90	85-90 ²
Удельные капвложения, долл./кВт	900-1200	2500-2700	1800-1900
КИУМ, %	68-74	74	74
Затраты на производство цент/кВт·ч	6,3-7,1	8,2-8,8	7,4-7,9
– условно-постоянные затраты	0,6-0,5	2,1-2,3	2,2-2,3
– топливная составляющая	4,0-5,0	2,2-2,3	2,4-6
– инвестиционная составляющая	1,7-1,6	3,9-4,2	2,8-3,0
Выбросы, тСО ₂ /т у.т	1,64	1,7-1,8	2,8-3,0

Примечание: в ценах 2010 г. Источник [350–353] и расчеты авторов.

¹ ямальский газ в европейской части России; ² кузнецкий уголь в европейской части России

Рассматривались три инновационные технологии производства электроэнергии на ТЭС с использованием природного газа и угля (табл. 3.3):

- парогазовые установки на газе (ТЭС-ПГУ на газе);
- парогазовые установки с газификацией угля (ТЭС – ПГУ на угле с ГУ);
- паротурбинные установки на угле, рассчитанные на суперсверхкритические параметры пара (ТЭС-ПТУ ССКП).

В качестве традиционных технологий рассматривались: для КЭС на угле – паротурбинные установки на сверхкритические параметры пара, для ТЭЦ – модернизированные паротурбинные и газотурбинные установки.

Исследования проводились для оптимистического сценария развития экономики страны. Основные характеристики (параметры) развития экономики по этому сценарию и соответствующие ему уровни электропотребления приведены в табл. 3.4.

В соответствии с принятым сценарием среднегодовые темпы прироста ВВП в период до 2030 г. составят 3,4–3,8 %, а в последующий период (2031–2040 гг.) снизятся до 3,4 %.

Предполагается, что к 2040 г. производство ВВП на душу населения в России увеличится примерно в 3 раза и составит 30 тыс. долл. на чел.

В табл. 3.4 приведен прогноз внутренней потребности России в электроэнергии, соответствующий рассмотренному сценарию развития экономики и предполагающий значительное снижение электроемкости ВВП: до 2030 г. – 1,9–2,4 % в год, в период 2031–2040 гг. – 1,7 % в год.

Таблица 3.4. Прогноз основных параметров рассматриваемого сценария развития экономики и электропотребления в России

Показатель	2010	Прогноз		
		2020	2030	2040
ВВП*, млрд долл.	1468	2050	3000	4200
Темпы роста ВВП относительно 2005 г., %	100	140	205	285
Среднегодовые темпы роста ВВП, %		3,4	3,8	3,4
Население, млн чел.	142,9	143	142	139
ВВП на душу населения, тыс. долл./чел	10,3	14,4	21,2	30,2
Электропотребление, млрд кВт·ч	1021	1155	1385	1620
Среднегодовой прирост электропотребления, %		1,2	1,8	1,4
Электроемкость ВВП, МВт·ч/1000 долл.	0,70	0,56	0,46	0,39
Среднегодовые темпы снижения электроемкости, %		2,4	1,9	1,7
Эластичность электропотребления по ВВП		0,32	0,44	0,42
Душевое потребление, 1000 кВт·ч/чел	7,1	8,1	9,8	11,7

* В ценах 2010 г.

Источник: оценки авторов с учетом данных, принятых в [260, 346]

При этом среднегодовые темпы прироста электропотребления в стране в период 2011-2030 гг. могут составить 1,2–1,8 %, а в последующее десятилетие снизиться до 1,4% .

В результате потребление электроэнергии в России к 2040 г. (по сравнению с 2010 г.) может увеличиться в 1,6 раза, а электроемкость ВВП за рассматриваемый период должна снизиться в 1,8 раза.

Максимально возможные объемы добычи (производства) топливно-энергетических ресурсов принимались по прогнозам ведущих энергетических институтов и экспертов страны (табл. 3.5). При расчетах эти оценки учитывались как ограничения на предельные возможности развития соответствующих секторов ТЭК.

Таблица 3.5. Прогноз производства топливно-энергетических ресурсов в России

Показатель	2010	Прогноз		
		2020	2030	2040
Добыча природного газа, млрд м ³	665	755	850	890
Добыча угля, млн т	323	395	420	450
Производство электроэнергии ГЭС, млрд кВт·ч	168	210	230	250
Производство НВИЭ, млрд кВт·ч	4	10	31	57

Полученный в результате расчетов прогноз производства электроэнергии в России на перспективу до 2040 г. приведен в табл. 3.6, структура производства электроэнергии по видам топлива – в табл. 3.7.

Таблица 3.6. Прогноз производства электроэнергии в России до 2040 г., млрд кВт·ч

Показатель	2010	Сценарии развития АЭС					
		Повышенный			Пониженный		
		2020	2030	2040	2020	2030	2040
Потребление электро- энергии	1021	1154	1386	1620	1154	1386	1620
Экспорт (сальдо)	15	37	71	96	37	71	96
Производство, всего	1036	1191	1457	1716	1191	1457	1716
<i>В том числе:</i>							
АЭС	170	211	309	417	211	283	330
ГЭС	168	210	230	250	210	230	250
ВИЭ	4	9	31	57	9	31	57
ТЭС	694	761	887	992	761	913	1079
из них:							
– на газе	490	521	627	728	521	635	769
– на угле	196	232	250	258	232	268	304
– на прочих	8	8	10	6	8	10	6

В соответствии с повышенным сценарием развития АЭС:

– доля выработки АЭС в производстве электроэнергии в России увеличится с 16 % в 2010 г. до 21 % к 2030 г. и 24 % к 2040 г.;

– доля выработки электроэнергии на ВИЭ вырастет до 2 % к 2030 г. и до 3 % к 2040 г.;

– доля электроэнергии, производимой на газе, снизится с 47 % в 2010 г. до 43 % к 2030 г. и до 42 % к 2040 г.

– доля выработки на угле снизится по сравнению с 2010 г. на 2 % к 2030 и на 4 % к 2040 г.

Развитие электроэнергетики при пониженном сценарии развития АЭС приведет к тому, что в 2040 г. доля АЭС при выработке электроэнергии по стране снизится до 19 % (против 24 % в повышенном сценарии), а доля производства электроэнергии на ТЭС соответственно возрастет.

Таблица 3.7. Перспективная структура производства электроэнергии по видам топлива в России, %

Показатель	2010	Сценарии развития АЭС					
		Повышенный			Пониженный		
		2020	2030	2040	2020	2030	2040
Производство	100	100	100	100	100	100	100
<i>В том числе:</i>							
ядерное	16	18	21	24	18	19	19
гидроэнергия	16	18	16	15	18	16	15
ВИЭ	0,4	0,7	2	3	0,7	2	3
газ	47	44	43	42	44	44	45
уголь	19	19	17	15	19	18	18
прочие	0,8	0,7	1	0,4	0,7	0,7	0,4

Согласно прогнозам авторов, к 2040 г. установленная мощность ТЭС должна увеличиться (по сравнению с 2010 г.) в 1,2–1,3 раза (соответственно в повышенном и пониженном сценариях развития АЭС) и составить 189–205 ГВт (табл. 3.8).

При этом предполагается, что к концу периода будет демонтировано более 100 ГВт физически изношенного и морально устаревшего оборудования ТЭС (около 50 ГВт к 2030 г.) [350].

Таблица 3.8. Динамика изменения генерирующих мощностей на ТЭС России до 2040 г., ГВт

Показатель	2010	Сценарии развития АЭС					
		повышенный			пониженный		
		2020	2030	2040	2020	2030	2040
Установленная мощность, всего	156	172	186	189	172	189	205
Из них: на газе	104	122	136	141	122	136	149
на угле	45	46	47	46	46	50	54
Ввод*, всего	-	31	79	135	31	82	151
Из них: на газе	-	28	70	110	28	70	118
на угле	-	3	9	25	3	12	33
Демонтаж*, всего	-	15	49	102	15	49	102
Из них: на газе	-	9	39	75	9	39	75
на угле	-	3	6	22	3	6	22
Прирост*, всего	-	16	30	33	16	33	49
Из них: на газе	-	18	32	37	18	32	45
на угле	-	1	2	1	1	5	9

* Относительно 2010 г.

Для обеспечения прогнозируемого прироста мощностей в рассматриваемый период (2011–2040 гг.) потребуется ввести на ТЭС 135–150 ГВт, из них 110–118 ГВт на газе и 25–33 ГВт на угле. В результате прирост (с учетом демонтажа) установленных мощностей на ТЭС России к 2040 г. (относительно 2010 г.) составит соответственно 33–49 ГВт.

Исследования показали, что даже при повышенных масштабах развития АЭС в России (56 ГВт к 2040 г.), решить к 2040 г. поставленную задачу ограничения выбросов парниковых газов (CO₂) от сжигания топлива на ТЭС (на 20% ниже уровня выбросов 1990 г.) можно только за счет внедрения инновационных технологий (табл. 3.9).

При этом, если в Европейской части РФ это можно достигнуть за счет крупномасштабного внедрения в рассматриваемый период парогазовых установок на газе (95 ГВт), то в Сибири и на Дальнем Востоке – как за счет внедрения ТЭС–ПГУ на газе (14 ГВт), так и за счет инновационных технологий (ТЭС–ССКП) на угле (11 ГВт).

Таблица 3.9. Прогнозируемый ввод инновационных технологий на ТЭС России, ГВт

Показатель	Сценарии развития АЭС					
	повышенный			пониженный		
	2020	2030.	2040	2020	2030	2040
Россия, всего*	30	73	122	30	76	139
Из них: на газе: ТЭС-ПГУ	28	69	109	28	69	117
на угле:	2	4	13	2	7	22
ТЭС-ПТУ ССКП	2	4	13	2	7	12
ТЭС-ПГУ с ГУ	—	—	—	—	—	10
В том числе:						
Европейская часть**	28	63	97	28	65	112
Из них: на газе: ТЭС-ПГУ	26	61	95	26	61	102
на угле:	2	2	2	2	4	10
ТЭС-ПТУ ССКП	2	2	2	2	4	4
ТЭС-ПГУ с ГУ	—	—	—	—	—	6
ТЭС Сибири и Д.Востока, всего	2	10	25	2	11	27
Из них: на газе: ТЭС-ПГУ	2	8	14	2	8	15
на угле:	—	2	11	—	3	12
ТЭС-ПТУ ССКП	—	2	11	—	3	8
ТЭС-ПГУ с ГУ	—	—	—	—	—	4

*Здесь и далее относительно 2010 г.

**Плюс Тюменская область

Снижение масштабов развития АЭС в пониженном сценарии (до 44–45 ГВт в 2040 г.) потребует:

– в европейской части России (наряду с вводом 102 ГВт ТЭС-ПГУ на газе), внедрения инновационных технологий ТЭС на угле суммарной мощностью 10 ГВт, из которых 40 % с использованием ТЭС-ССКП и 60 % ТЭС-ПГУ с газификацией угля;

– в Сибири и на Дальнем Востоке (наряду с увеличением мощности ТЭС-ПГУ на газе до 15 ГВт) изменения структуры инновационных технологий угольных ТЭС за счет ввода ТЭС-ПГУ с газификацией угля.

Прогнозируемый ввод новых инновационных технологий на ТЭС позволит снизить удельный расход топлива на производство электроэнергии с 315 г у.т./кВт·ч в 2010 г. до 245–249 г у.т./кВт·ч в 2030 г. и до 210–214 г у.т./кВт·ч к 2040 г.

Полученный в результате расход котельно-печного топлива на электростанциях России приведен в табл. 3.10.

В 2010 г. на электростанциях России израсходовано 322 млн т у.т. котельно-печного топлива (КПТ), из них: 65 % природного газа, 2 % мазута, 25 % угля и 3 % прочих видов топлива.

По оценкам авторов, в повышенном сценарии развития АЭС расход КПТ на электростанциях России за рассматриваемый период вырастет на 5 % и к 2040 г. составит 340 млн т у.т. При этом расход газа незначительно снизится, а угля увеличится на 30 % и достигнет 106 млн т у.т.

Таблица 3.10. Прогноз потребления КПТ на электростанциях России, млн т у.т.

Виды топлива	2010.	Сценарий развития АЭС					
		повышенный			пониженный		
		2020	2030	2040	2020	2030	2040
Расход, всего	322	312	333	340	312	340	358
Газ	225	206	217	222	206	219	230
Мазут	5	2	3	1	2	3	1
Уголь	82	94	103	106	94	107	116
Прочие	10	10	10	11	10	11	11
Расход, %							
Газ	65	66	65	65	66	64	64
Мазут	2	0,7	0,9	0,3	0,7	1	0,3
Уголь	25	30	31	32	30	32	33
Прочие	3	3	3	3	3	3	3

В пониженном сценарии расход КПТ на электростанциях России за рассматриваемый период вырастет на 11 % и к 2040 г. составит 358 млн т у.т. При этом (по сравнению с повышенным сценарием) расход газа в 2040 г. увеличится на 3–4 %, расход угля на 9–10 % и достигнет 116 млн т у.т.

Прогнозируемые при этом объемы выбросов CO₂ от сжигания топлива на ТЭС по регионам России приведены в табл. 3.11.

В 2010 г. выбросы CO₂ от сжигания топлива на электростанциях страны составили примерно 610 млн. т, в том числе на Европейскую часть РФ (включая Тюмень) приходилось 69 % от суммарных выбросов на ТЭС в стране, на Сибирь – 25 %, на Дальний Восток – 6 %.

Исследования показали, при повышенном сценарии развития АЭС и принятых ограничениях на выбросы парниковых газов от ТЭС (к 2040 г. 80 % от уровня 1990 г.), объем выбросов CO₂ от ТЭС в Европейской части РФ к 2040 г. (по сравнению с 2010 г.) сократится на 11 % и составит 375 млн т или 58 % от суммарных выбросов в стране.

При этом в Сибири и на Дальнем Востоке выбросы CO₂ на ТЭС за рассматриваемый период увеличатся на 41–42 % и достигнут 269 млн. т или 42 % от суммарных выбросов на ТЭС страны. Более 35 % этих выбросов будет приходиться на Сибирь (см. табл. 3.11).

При принятых ограничениях на выбросы парниковых газов от ТЭС снижение масштабов развития АЭС приведет к заметному перераспределению выбросов CO₂ от ТЭС по территории страны.

В Европейской части РФ выбросы CO₂ от ТЭС в 2040 г. (по сравнению с повышенным сценарием развития АЭС) увеличатся на 32 млн т (на 8–9 %) и составят 61 % от суммарных выбросов в стране (в повышенном сценарии – 58 %).

Повышение выбросов в европейской части будет компенсироваться за счет сокращением выбросов в Сибири и на Дальнем Востоке, при этом в Сибири – на 9 млн т, на Дальнем Востоке – на 2 млн. т.

Таким образом, можно констатировать следующие положения.

Таблица 3.11. Прогноз выбросов CO₂ от сжигания топлива на ТЭС по регионам России

Виды топлива	2010.	Сценарии развития АЭС					
		повышенный			пониженный		
		2020	2030	2040	2020	2030	2040
Россия, всего, млн т CO₂	610	623	650	644	623	665	665
В том числе:							
Европейская часть*	420	414	411	375	414	421	407
Сибирь и Дальний Восток	190	209	239	269	209	244	258
Из них: Сибирь	155	164	191	223	164	196	214
Дальний Восток	35	45	48	46	45	48	44
То же, %							
Европейская часть*	69	66	63	58	66	63	61
Сибирь и Дальний Восток	31	34	37	42	34	37	39
Из них: Сибирь	25	27	29	35	27	29	32
Дальний Восток	6	7	8	7	7	8	7

* Включая Тюменскую область

1. Неопределенность в масштабах развития АЭС в России, рассматриваемая в прогнозах на 15-20 лет, еще в большей степени может иметь место в более долгосрочной перспективе.

2. Одним из возможных путей уменьшения зависимости электроснабжения России от развития АЭС без ухудшения экологической ситуации в стране являются своевременная разработка и внедрение крупных ТЭС на органическом топливе с использованием инновационных технологий.

3. Проведенные исследования показали, что даже при повышенных масштабах развития АЭС в России (56 ГВт к 2040 г.) решить к 2040 г. поставленную задачу ограничения выбросов парниковых газов (CO₂) от сжигания топлива на ТЭС на 20 % ниже уровня выбросов 1990 г. можно только за счет инновационных технологий. При этом, если в Европейской части РФ это прогнозируется за счет крупномасштабного внедрения в рассматриваемый период парогазовых установок на газе, то в Сибири и на Дальнем Востоке – за счет внедрения инновационных технологий как на газе, так и на угле, из которых более половина мощностей должна приходиться на ТЭС-ПГУ с газификацией угля.

4. Снижение масштабов развития АЭС к 2040 г. потребует: в Европейской части РФ (наряду с вводом ТЭС-ПГУ на газе) внедрения инновационных технологий на угольных ТЭС; в Сибири и на Дальнем Востоке изменения структуры инновационных технологий угольных ТЭС за счет увеличения вводов ТЭС-ПГУ с газификацией угля.

5. При принятых ограничениях на выбросы парниковых газов от ТЭС снижение масштабов развития АЭС приведет к изменению потребления топлива на ТЭС и перераспределению выбросов CO₂ по территории страны.

3.2. Оптимизация перспективной структуры генерирующих мощностей

Выбор рациональной структуры генерирующих мощностей ЭЭС на перспективу порядка 10–20 лет – одна из центральных задач прогнозирования и проектирования их развития.

Задача решается при определенных внешних условиях развития, важнейшими из которых являются: перспективная потребность в электроэнергии, ограничения по возможным объемам использования и ценам топлива для электростанций на перспективу, производственные возможности отраслей энергетического машиностроения и энергетического строительства и др. Определение этих условий – задачи перспективных исследований развития других отраслей.

Временной расчетный период составляет 10–15–20 лет. В соответствии с ним результаты решения задачи используются при проектировании региональных ЭЭС и для определения требований к энергомашиностроительной базе (перспективной потребности в оборудовании). В зависимости от расчетного периода речь может идти о проектировании электростанций и предприятий энергомашиностроения, обосновании решений о строительстве электростанций и планировании соответствующих заделов в строительстве.

Специфика задач развития электроэнергетических систем определяется необходимостью рассмотрения энергосистемы как технологически единого объекта, независимо от организационной структуры и форм собственности входящих в нее энергетических объектов. В силу разнородности генерирующих мощностей, технологической и территориальной сложности структуры энергосистем, существенной неравномерности потребления электроэнергии в суточном, недельном, сезонном разрезах и в территориальном аспекте важно достаточно детальное описание всех возможных режимов работы энергосистем в течение расчетного периода.

Обоснование развития сложных территориально протяженных ЭЭС связано с существенными трудностями также и из-за необходимости учета: требований надежности функционирования системы и бесперебойности электроснабжения потребителей, сильных внешних связей, неопределенности будущих условий развития ЭЭС, риска возможных экстремальных условий в развитии системы и других важных факторов.

Обзор основных направлений развития математических моделей ЭЭС приведен в [354]. Ведущей тенденцией совершенствования математических моделей для решения рассматриваемой задачи являлось стремление к более точному описанию режимов работы генерирующего оборудования с целью учета технических ограничений и, соответственно, к приемлемой точности оценки затрат на функционирование и развитие ЭЭС. В [355] был впервые предложен метод «позонной» оптимизации, использование которого позволило разработать в дальнейшем модели развития ЭЭС, в основном удовлетворяющие указанным выше требованиям. Одной из таких моделей является описываемая ниже оптимизационная математическая модель СОЮЗ [31, 33, 112, 356].

Ее существенное отличие от других известных моделей развития структуры ЭЭС заключается в более точном описании режимов работы генерирующего оборудования и межсистемных перетоков мощности и электроэнергии за счет моделирования покрытия множества представительных суточных графиков электрической нагрузки ЭЭС в едином календарном времени. Это позволило более обоснованно определять требования к пропускным способностям межсистемных электрических связей, учесть основные составляющие системного эффекта от интеграции и совместного функционирования ЭЭС.

Электроэнергетическая система в математической модели СОЮЗ представляет собой многоузловую сеть, узлами которой являются территориальные электроэнергетические системы (объединенные и региональные ЭЭС, их части – в зависимости от территориального уровня исследуемой ЭЭС и детальности ее представления), а междуузловые связи отображают совокупность конкретных междуузловых ЛЭП. Электростанции энергоузлов описываются множеством групп однотипных агрегатов, имеющих близкие технико-экономические показатели.

Фиксированной частью описания процесса развития являются: исходная структура генерирующих мощностей, принятые объемы демонтажа и технического перевооружения генерирующего оборудования, задельное строительство.

Модель имеет блочную структуру и включает в себя блоки балансов мощности узлов, балансов зон суточных графиков нагрузки по узлам, перетоков по междуузловым связям, а также блоки, описывающие функционирование и развитие разных типов генерирующего оборудования: пиковые КЭС и КЭС (и АЭС) с однозонной энергетической характеристикой, ТЭЦ, ГЭС, ГАЭС.

Минимизируемый функционал в общем случае представляет суммарные приведенные затраты на развитие и функционирование ЭЭС:

$$\sum_{jist} C_{jist} X_{jist} + \sum_{ji} C_{ji}^{\Sigma} X_{ji}^{\Sigma} + \sum_{ji} C_{ji}^n X_{ji}^n + \sum_{ii'} C_{ii'}^{\Sigma} X_{ii'}^{\Sigma} + \sum_{ii'} C_{ii'}^n X_{ii'}^n, \quad (3.2)$$

где j – номер группы однотипного генерирующего оборудования, i – номер энергоузла, s – номер характерного суточного графика нагрузки, τ – индекс (продолжительность) зоны нагрузки в суточном графике; X_{jist} – нагрузка j -го типа оборудования в узле i в суточном режиме s в зоне продолжительностью τ часов; C_{jist} – соответствующие удельные переменные затраты; $X_{ji}^{\Sigma}, X_{ji}^n$ – выбранная установленная мощность и новая (вводимая) мощность j -го оборудования в узле i ; $C_{ji}^{\Sigma}, C_{ji}^n$ – удельные постоянные ежегодные издержки и приведенные капиталовложения в это оборудование; $X_{ii'}^{\Sigma}$ – пропускная способность межсистемной электрической связи между узлами i и i' ; $C_{ii'}^{\Sigma}$ – удельные постоянные ежегодные затраты в эту связь; $X_{ii'}^n$ – новая (вводимая) пропускная способность межсистемной связи $i-i'$; $C_{ii'}^n$ – соответствующие удельные приведенные капиталовложения.

Здесь и ниже при описании модели оптимизируемые переменные обозначены буквой X с соответствующими индексами.

Первые две суммы в целевой функции определяют годовые переменные и постоянные издержки на электростанциях, третья сумма соответствует приведенным капиталовложениям в их реализацию, последние две суммы определяют годовые постоянные издержки и приведенные капиталовложения в межсистемные электрические связи.

Основные ограничения модели имеют следующий вид.

Баланс мощности узла i в час t

$$\sum_j \beta_{ji} X_{ji}^{\Sigma} - \sum_{i'} X_{ii't}^B + \sum_{i'} X_{i'it}^B \geq P_{it} + R_i, i = 1, \dots, I \quad (3.3)$$

где: X_{ji}^{Σ} – установленная мощность электростанций (для ГЭС – располагаемая мощность по условиям маловодного года), β_{ji} – коэффициент готовности оборудования, $X_{ii't}^B$, $X_{i'it}^B$ – балансовые перетоки мощности в час t из узла i в i' и обратно, P_{it} – нерегулярная (с учетом случайных отклонений) нагрузка узла i в час t , R_i – потребность в аварийном резерве мощности узла i .

Балансы мощности узлов формируются для часа совмещенного максимума нагрузки ЭЭС в целом и отличных от него часов максимумов нагрузки узлов.

Величина необходимого аварийного резерва мощности R_i равна

$$R_i = R_i^{\text{из}} - \sum_{i'} k^{\text{pez}} X_{ii'}^{\text{pez}}, \quad (3.4)$$

где $R_i^{\text{из}}$ – требуемый аварийный резерв мощности узла i при его изолированной работе, а сумма

$$\sum_{i'} k^{\text{pez}} X_{ii'}^{\text{pez}} \leq R_i^{\text{из}} - R_i^{\text{кон}} \quad (3.5) \square$$

описывает возможное снижение потребности в резерве узла i за счет развития $X_{ii'}^{\text{pez}}$ пропускных способностей связей этого узла со смежными узлами i' .

Здесь: k^{pez} – удельное снижение требуемого резерва узла на единицу прироста пропускной способности межсистемной связи (0,5–1,0), $R_i^{\text{кон}}$ – часть резерва ЭЭС, рассматриваемой как концентрированная, приходящаяся на долю электростанций узла i .

Как следует из представления годовых балансов мощности, в модели описывается эффект от несовпадения времени прохождения максимумов нагрузки в энергоузлах системы, имеется возможность минимизации необходимого суммарного аварийного резерва мощности за счет развития межсистемных связей и его оптимального размещения, предусматривается участие гидроэлектростанций в балансе мощности по условиям маловодного года.

Потребность в электроэнергии в каждом узле задается с учетом ее неравномерности в сезонном, недельном и суточном разрезах через набор суточных

графиков нагрузки. Типовой набор графиков включает зимние и летние выходные и рабочие сутки.

Годовой баланс энергии энергоузлов в модели описывается совокупностью балансов зон представительных суточных графиков электрической нагрузки с переходом к годовым показателям в функционале модели через коэффициенты «эквивалентного числа суток в году». При моделировании суточного режима используется принцип «позонной оптимизации» в соответствии с разбиением суточного графика нагрузки на горизонтальные зоны продолжительностью τ часов, соответствующие приростам нагрузки в разные часы суток (см. рис. 3.7).

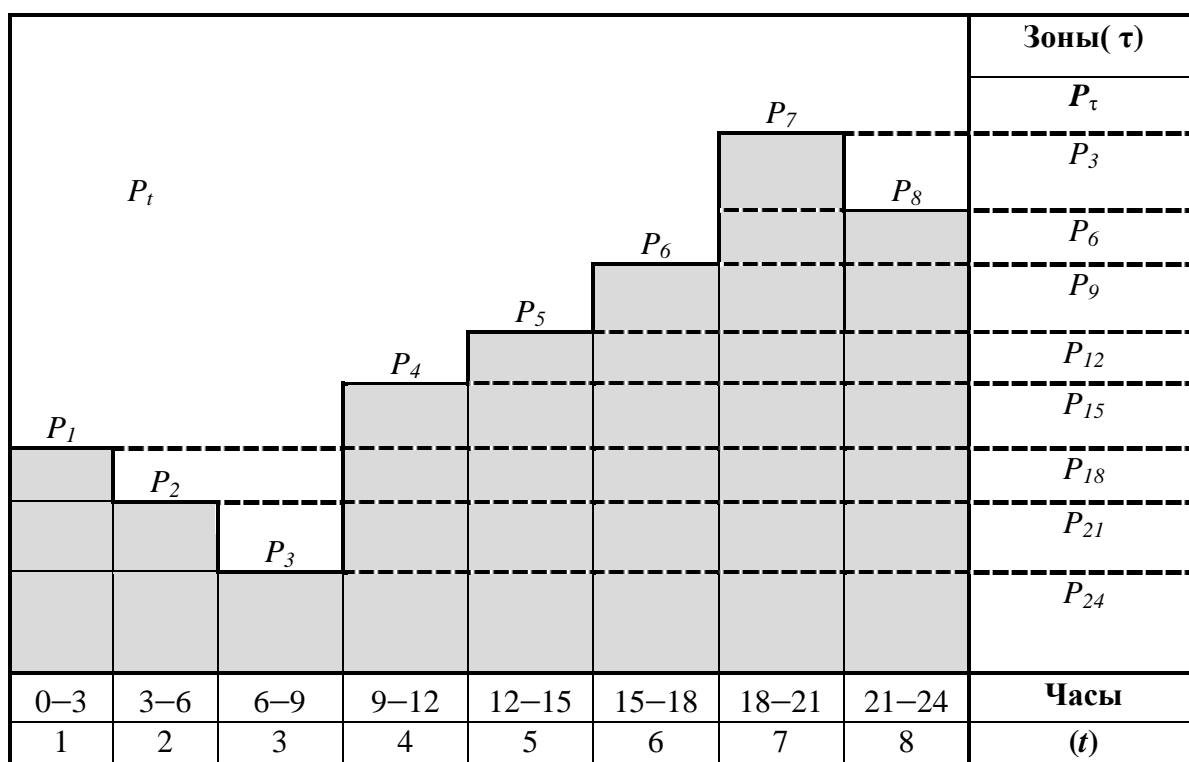


Рис. 3.7. Иллюстрация выделения зон суточного графика нагрузки

Для учета календарного времени суток, где это необходимо, используются соответствующие переменные с индексом t – календарным часом графика нагрузки.

Ниже приведен фрагмент записи балансов зон суточных графиков нагрузки двух узлов i и i' с учетом перетоков $X_{ii'}^{t1}, \dots, X_{ii'}^{t2}$, $\square\square$ из узла в узел i' в часы $t1$ и $t2$ и обратных перетоков $X_{i'i}^{t1}, \square\square X_{i'i}^{t2}$:

$$\begin{aligned}
 \sum_j X_{ji\tau-2} + X_{ii'}^{t1} - X_{i'i}^{t1} &= P_{i\tau-2} \\
 \sum_j X_{ji\tau-1} - X_{ii'}^{t1} + X_{i'i}^{t1} + X_{ii'}^{t2} - X_{i'i}^{t2} &= P_{i\tau-1} \\
 \sum_j X_{ji\tau} &- X_{ii'}^{t2} + X_{i'i}^{t2} = P_{i\tau}
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

$$\sum_j X_{j'i\tau-1} - X_{i'i}^{t2} + X_{i'i}^{t2} = P_{i'\tau-1}$$

$$\sum_j X_{j'i\tau} - X_{i'i}^{t1} + X_{i'i}^{t1} + X_{i'i}^{t2} - X_{i'i}^{t2} = P_{i'\tau}$$

$$\sum_j X_{j'i\tau+1} + X_{i'i}^{t1} - X_{i'i}^{t1} = P_{i'\tau+1}.$$

Здесь первая сумма в каждом уравнении – участие всех электростанций узла в покрытии зоны отдельного суточного графика (индекс s суток и коэффициенты потерь в ЛЭП для упрощения опущены), а правые части – мощности зон суточного графика.

Как видно из этой записи, при описании часовых перетоков мощности используется «трансформация» зон графика нагрузки. Так, например, переток $X_{i'i}^{t1}$ в час $t1$ из узла i в узел i' (см. рис. 3.8) приводит к снижению потребности в покрытии зоны длительностью $\tau-2$ часа и увеличению потребности мощности смежной зоны длительностью $\tau-1$ в узле i , и, соответственно к снижению потребности зоны $\tau+1$ и увеличению в зоне τ принимающего узла i' .

Узлы	Перетоки мощности				Мощность зон
	...	Час t1	Час t2	...	
Узел i
		$P_{i'i't1}$			$P_{i\tau-2}$
		$P_{i'it1}$			$P_{i\tau-1}$
			$P_{i'i't2}$		$P_{i\tau}$
			$P_{i'it2}$...
Узел i'
			$P_{i'it2}$		$P_{i'\tau-1}$
			$P_{i'i't2}$		$P_{i'\tau}$
		$P_{i'it1}$			$P_{i'\tau+1}$
		$P_{i'i't1}$...

Рис. 3.8. Иллюстрация описания межузловых перетоков

Такое описание режима работы ЭЭС позволяет оптимизировать в модели синхронный во времени режим работы генерирующего оборудования всех уз-

лов и электрических связей между ними, в частности учитывать несовпадение времени прохождения пиков нагрузки в различных узлах системы.

Суммарная суточная нагрузка каждой группы однотипного генерирующего оборудования в простейшем случае ограничивается величиной мощности, готовой к несению нагрузки:

$$\sum_{\tau} X_{jist} \leq \beta_{jis} X_{ji}^{\Sigma}. \quad (3.7)$$

Для разных типов генерирующего оборудования учитываются специфические ограничения режимов их работы: возможность пусков-остановов, технический минимум нагрузки и другие для КЭС, максимальная базисная нагрузка и возможность выработки электроэнергии по сезонам года для ГЭС, режимы загрузки ТЭЦ по теплофикационному циклу и др. [356].

Для аккумулирующих электростанций (ГАЭС) режим заряда описывается переменными почасовой загрузки, при этом для них, так же как и при описании перетоков по ЛЭП, применяется аналогичная “трансформация” зон в балансах зон графика нагрузки. При ограничениях на загрузку ГАЭС в турбинном режиме вида (3.7) мощность ГАЭС в насосном режиме в каждый час t ограничивается величиной

$$X_{jst}^{nac} \leq \gamma_{ji}^{nac} \sum_{\tau} X_{jist} \quad (3.8)$$

при соотношении величин генерируемой и аккумулируемой электроэнергии

$$\sum_{\tau} \tau X_{jist} \leq \eta_{ji} \sum_t X_{jist}^{nac} \quad (3.9)$$

и ограничении на объем верхнего водохранилища ГАЭС через среднесуточное число часов ее использования

$$\sum_t X_{jist}^{nac} \leq h_{ji} \beta_{jis} X_{ji}^{\Sigma}. \quad (3.10)$$

Здесь: λ_{ji}^{nac} – соотношение мощностей насосного и турбинного режимов ГАЭС, η_{ji} – к.п.д., h_{ji} – предельное число часов использования установленной мощности ГАЭС.

Условия развития всех типов электростанций имеют вид:

$$X_{ji}^{\Sigma} - X_{ji}^n \leq N_{ji}^{сущ} \text{ при } N_{ji}^{\min} \leq X_{ji}^{\Sigma} \leq N_{ji}^{\max}, \quad (3.11)$$

где $N_{ji}^{сущ}$ – существующая (определившаяся с учетом демонтажа и технического перевооружения) установленная мощность, $N_{ji}^{\min}, N_{ji}^{\max}$ – предельные значения установленной мощности данного типа оборудования.

Использование ЛЭП в балансах зон графиков нагрузки ограничивается их пропускной способностью:

$$X_{i's}^t + X_{i's}^t \leq X_{i's}^{\Sigma}, \quad (3.12)$$

на балансовые перетоки в балансах мощности:

$$X_{i't}^B + X_{i't}^B + X_{i't}^{pe3} \leq X_{i't}^{\Sigma}, \quad (3.13)$$

при ограничениях на развитие электрических связей:

$$X_{ii'}^{\Sigma} - X_{ii'}^n \leq N_{ii'}^{\text{сущ}} \text{ при } N_{ii'}^{\text{min}} \leq X_{ii'}^{\Sigma} \leq N_{ii'}^{\text{max}}, \quad (3.14)$$

где $N_{ii'}^{\text{сущ}}$, $N_{ii'}^{\text{min}}$, $N_{ii'}^{\text{max}}$ – существующая и возможный диапазон значений пропускной способности электрической связи.

Для всех электростанций вводятся также интервальные ограничения по годовому расходу топлива разных видов и по развитию отдельных видов генерирующего оборудования в различных энергоузлах или группах узлов, определяемые по местным условиям или исходя из возможностей на производства оборудования предприятиями энергомашиностроения или его приобретения.

Со времени появления модели СОЮЗ накоплен большой опыт ее использования для решения различных практических задач развития ЭЭС СССР, а затем и России и ее регионов. Наряду с традиционным использованием модели для оценки и выбора рациональных вариантов развития ЭЭС на перспективу, проводились некоторые специфические исследования: анализ средств обеспечения маневренности ЕЭЭС [357], оценка эффективности мероприятий по повышению энергетической безопасности страны [358], многокритериальный анализ вариантов развития ЕЭЭС [173], оценка эффективности интеграции ЭЭС в ЕЭЭС России и составляющих межсистемного эффекта [359], эффективности потребителей-регуляторов и энергосбережения [360] и др. Некоторые примеры такого использования модели с соответствующими модификациями постановок задачи и формулировок математических моделей приведены ниже.

Одновременно с накоплением практического опыта использования модели СОЮЗ происходило ее развитие и обобщение с переводом на современные вычислительные средства – персональные компьютеры на основе новых информационных технологий. Эти вопросы освещаются в гл. 6.

Приведем в качестве примера использования модели СОЮЗ некоторые результаты исследований для ЭЭС России на перспективу до 2030 г. Рассматривались несколько уровней потребления электроэнергии в перспективе.

В качестве основного принимался «базовый» сценарий электропотребления, сформированный Министерством энергетики РФ и Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике, соответствующий «Генеральной схеме размещения энергетических объектов до 2030 г.», утвержденной Энергетической стратегии России и основным прогнозным документам Министерства экономического развития. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии в этом сценарии составляет порядка 2,2 %, электропотребление в границах ЭЭС в 2030 г. – 1490 млрд кВт·ч. Рассматривался также минимальный сценарий с уровнем потребления в 2030 г. 1150 млрд кВт·ч (ниже, - вариант «мин»).

Для базового сценария электропотребления, кроме заданного в указанных документах «базисного» варианта развития ЭЭС, рассматривались также варианты с оптимизацией генерации и уровня надежности ЭЭС (вариант «оптбаз») и вариант «исэм», учитывающий возможные задержки вводов на АЭС, значительный рост мощностей малых ГТУ-ТЭЦ на базе существующих котельных и распределенной генерации.

Расчетные значения вводов генерирующих мощностей по ЕЭС до 2030 г. приведены на рис. 3.9.

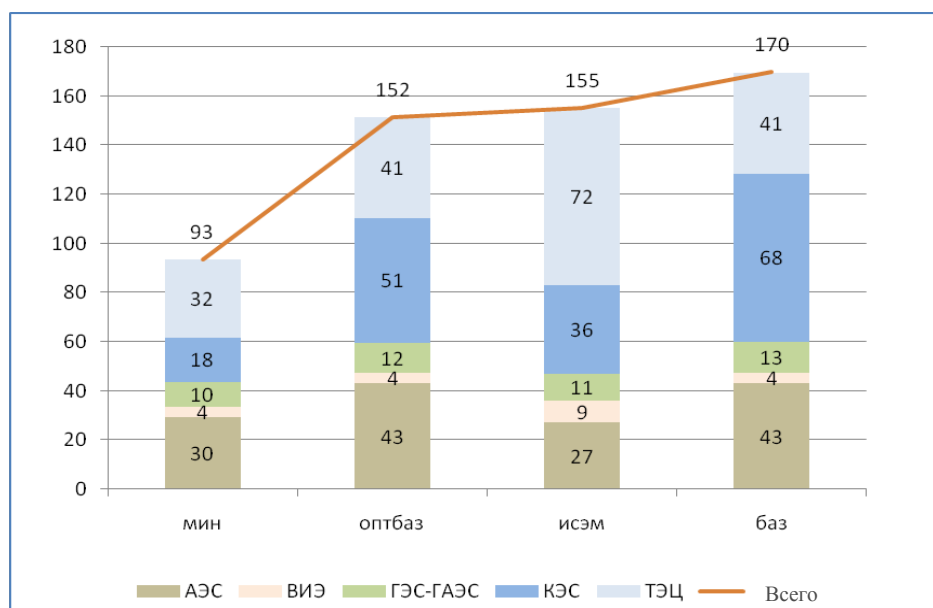


Рис. 3.9. Вводы генерирующих мощностей ЕЭС к 2030 г., млн кВт

В базовом варианте суммарные вводы мощностей на электростанциях ЕЭС к 2030 г. составили 170 млн. кВт, в минимальном варианте 93 млн кВт.

Структура мощностей по типам электростанций видна из этого рисунка. Наибольшие различия в структуре по вариантам приходятся на конденсационные электростанции. Вариант «исэм» качественно отличается от других вариантов значительным ростом вводов на ТЭЦ за счет ГТУ-ТЭЦ на газовых котельных и более низким уровнем АЭС.

Анализ энергетических режимов энергосистем в этих вариантах показывает, что прогнозируемая структура генерирующих мощностей в целом обеспечивает покрытие суточных графиков электрической нагрузки, включая провалы в часы минимума. Маневренных возможностей электростанций достаточно для покрытия переменной части нагрузки. Для атомных электростанций и КЭС на твердом топливе обеспечивается базисный режим работы. В европейских ОЭС требования к маневренности оборудования максимальны. В час минимума зимних рабочих суток в этих системах требуется полная разгрузка (в пределах их маневренных возможностей) конденсационных агрегатов, работающих на газовом топливе.

С учетом неопределенности перспективных цен на органическое топливо для электростанций проведен анализ влияния этой неопределенности на развитие КЭС.

Рассчитаны 4 варианта: описанный выше базовый («баз»), и три оптимизационных с высокими («доргаз»), средними («сргаз») и низкими («дешгаз») ценами на газ с пониженными требованиями к величине резервов мощности ЕЭС. В среднем соотношение цен газа и угля на тонну условного топлива последних трех вариантах составляет, соответственно, 2:1, 1,5:1 и 1:1. Расчетные значения

установленных мощностей конденсационных электростанций на угле и газе ЕЭС к 2030 году представлены на рис. 3.10.

Из рисунка видно, что, при принятых вариациях цен соотношения мощностей КЭС на газе и твердом топливе существенно различаются.

Установленные мощности КЭС на газе к 2030 г. в базовом варианте и вариантах с дешевым и средним по цене газом близки друг к другу, и составляют порядка 60 млн кВт. В варианте с дорогим газом к 2030 г. мощность угольных КЭС возрастает до максимальной во всех рассматриваемых вариантах величины 73 млн кВт, при снижении мощности газовых КЭС до минимального уровня 15 млн кВт.

По мере снижения стоимости газа на электростанциях за счет роста доли мощностей маневренных КЭС на газе происходит соответствующее снижение потребной мощности ГАЭС.

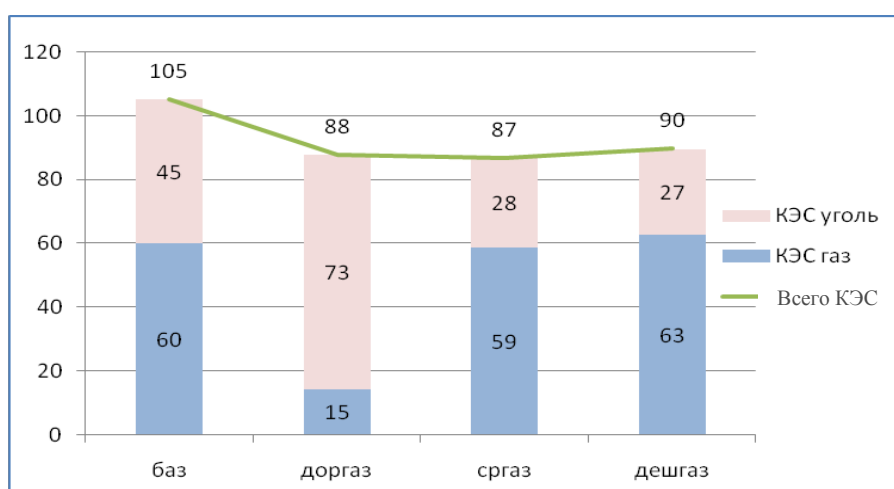


Рис. 3.10. Установленная мощность КЭС к 2030 г. при варьировании цен на топливо, млн кВт

3.3. Оптимизация развития основной электрической сети

3.3.1. Постановка задачи оптимизации развития основной электрической сети ЭЭС

Задача выбора рациональной (оптимальной) электрической сети – одна из основных и наиболее сложных задач, решаемых в процессе управления развитием электроэнергетических систем.

Ее решение – иерархически организованный последовательный процесс взаимосвязанного решения различных задач на всех уровнях территориально-временной иерархии задач развития ЭЭС. На практике проектирование развития электрических сетей заключается в выполнении комплекса проектных работ, включающих: разработку схем развития ЕЭС и ОЭС, районных энергосистем, схем развития распределительных сетей ЭЭС или сетевых районов и, наконец, схем внешнего электроснабжения объектов экономики и социальной сферы (табл. 3.12).

Как видно из этой таблицы, перечень проектных работ различен по заблаговременности их выполнения, составу рассматриваемых объектов, принимаемым решениям и, соответственно, используемым математическим моделям.

В то же время, несмотря на различия проектных работ, все они имеют следующее общее содержание [361]:

- анализ существующей сети, выявление проблем и узких мест;
- определение нагрузок потребителей, составление балансов активной мощности, обоснование сооружения новых подстанций и линий электропередач;
- расчеты электрических режимов работы сети, статической и динамической устойчивости работы энергосистемы;
- составление баланса реактивной мощности, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств и их параметров;

Таблица 3.12. Состав проектных работ по развитию электрических сетей

Вид проектных работ	Заблаговременность, лет	Детализация электрической сети	Принимаемые решения
Схема развития ЭЭС	15	500 кВ и выше	Конфигурация системообразующей сети, основные параметры сети
Схема развития ОЭС	10	220 кВ и выше	Конфигурация системообразующей сети и сетей выдачи мощности крупных электростанций, очередность сооружения электросетевых объектов
Схема развития районных энергосистем	5	110 кВ и выше	Конфигурация основной электрической сети, очередность сооружения электросетевых объектов
Схема развития распределительных сетей ЭЭС и сетевых районов	5	35–110 кВ	Конфигурация распределительной сети, очередность строительства электросетевых объектов
Схемы внешнего энергоснабжения объектов (потребителей)	до 5	10–35 кВ и выше	Конфигурация, очередность строительства подстанций и ЛЭП для энергоснабжения объектов

- расчеты токов короткого замыкания, определение требований к коммутирующей аппаратуре;

- расчет сводных технико-экономических показателей проектных вариантов развития энергосистемы или проектируемых объектов.

В процессе проектирования развития электрической сети осуществляется взаимный обмен информацией и согласование решений по развитию сетей различных уровней и развития генерирующих мощностей.

На допроектном уровне с еще большей заблаговременностью (20–30 лет и более) также решается ряд задач, связанных с развитием электрической сети: определение рациональных объемов дальнего межрегионального транспорта

электроэнергии в процессе оптимизации топливно-энергетического комплекса страны и ее регионов, анализ эффективности интеграции энергосистем в Единую энергетическую систему России, выбор шкалы высших номинальных напряжений межсистемных связей, оценка системной эффективности и выбор параметров новых типов электротехнического оборудования и др.

Далее рассмотрим задачи выбора рациональной структуры основной электрической сети, под которой понимаются линии высших напряжений электроэнергетической системы, выполняющие системообразующие функции и обеспечивающие межсистемные перетоки электроэнергии и мощности, выдачу мощности крупных электростанций, связность районных ЭЭС.

В основном эти задачи решаются в ходе выполнения схем развития ЭЭС и ОЭС (см. табл. 3.12). С одной, – решение этих задач требует использования специализированных отраслевых (электроэнергетических) математических моделей и соответствующих расчетов электрических режимов работы энергосистем. С другой стороны, принимаемые решения носят достаточно общий характер и могут уточняться впоследствии при дальнейшей конкретизации очередности и сроков сооружения отдельных электротехнических объектов в ходе проектирования районных систем с меньшей заблаговременностью. Рассматриваемый перспективный расчетный период для этих задач составляет 5–15 лет.

Решения по развитию основной электрической сети на уровне ЭЭС России с заблаговременностью порядка 15 лет включают следующие основные составляющие: определение концепции и технической политики формирования электрической сети ЭЭС, технико-экономическое обоснование рациональной интеграции энергосистем в рамках ЭЭС, степени территориального расширения ЭЭС и конфигурации ЭЭС, основных параметров развития системообразующих электрических связей (пропускных способностей, технических параметров и сроков ввода электротехнических объектов межсистемного значения).

Дальнейшая детализация этих решений осуществляется в процессе проектирования электрической сети в рамках разработки схем развития ОЭС. Здесь, в силу меньшей заблаговременности принятия решений, известна более точная исходная информация по нагрузкам потребителей, развитию генерирующих мощностей и межсистемных связей ЭЭС, принимаются конкретные решения о начале проектирования и строительства новых электросетевых объектов (ЛЭП, подстанций и др.). Решаются технические вопросы: выбора наилучших вариантов схемы (конфигурации) сети, определения пропускных способностей и параметров основных ЛЭП, определение перспективных потребностей в электротехническом оборудовании и материалах. Заблаговременность решения этой задачи – 5–10 лет.

Изложенные выше задачи сложны в математическом плане и трудоемки в процессе решения. Это определяется большой размерностью задачи в силу значительного числа описываемых объектов моделируемой электрической сети (сотни и тысячи объектов), и необходимостью учета множества различных факторов и условий, определяющих функционирование проектируемой электроэнергетической системы.

Сейчас, а тем более в перспективе, по завершении идущего в настоящее время процесса формирования системы рынков в электроэнергетике, электрические сети становятся основным технологическим инфраструктурным элементом рыночной среды. Они обеспечивают реализацию основных параметров развитого рынка в электроэнергетике: доступность электроэнергии для потребителей, свободный доступ на рынок производителей электроэнергии, широкую конкуренцию всех участников рынка. Тем самым роль электрической сети в условиях рыночной электроэнергетики существенно повышается, растет ответственность и цена принимаемых решений по ее развитию. В то же время в рыночных условиях увеличивается сложность задачи развития электрической сети из-за необходимости учета при принятии решений интересов всех участников электроэнергетического рынка и роста неопределенности в параметрах спроса и предложения электроэнергии.

Для решения этой задачи необходима разработка соответствующих математических моделей. Далее приводятся постановки задач и формулировка математических моделей для традиционного подхода, ориентированного в основном на централизованную систему управления развитием электроэнергетики, и постановки задач с явным учетом рыночной специфики развития электрических сетей.

3.3.2. Линейная оптимизационная модель развития основных электрических сетей

Рассмотрим наиболее простую постановку задачи развития электрической сети в условиях централизованного принятия решений, без явного учета рыночных аспектов функционирования ЭЭС. Развитие сети рассматривается как типовая «транспортная» задача развития транспортной системы.

Эта модель входит в описываемый ниже комплекс моделей для оптимизации развития основной электрической сети ЭЭС и является ее оптимизационным ядром. В то же время она может быть использована и самостоятельно для укрупненной технико-экономической оценки множества различных вариантов развития электрической сети и предварительного выбора потенциально рациональных вариантов в предпроектной практике и в научных исследованиях.

Модель характеризуется следующими моментами:

- предполагается известным и заданным развитие генерирующих мощностей и потребная нагрузка потребителей электроэнергии;
- рассматривается один расчетный интервал времени (статическая или “квазидинамическая” постановка задачи);
- не учитывается дискретность вводов цепей ЛЭП;
- рассматривается один режим работы ЭЭС (в час совмещенного максимума нагрузки системы);
- в качестве критерия оптимальности принимается традиционный для плановой экономики критерий минимума приведенных затрат.

Постановка задачи: требуется найти вариант развития электрической сети ЭЭС, соответствующий минимуму приведенных затрат на развитие и функционирование электрической сети:

$$\begin{aligned} \min \sum_i \sum_j C_{ij}^{\text{сущ.ЛЭП}} X_{ij}^{\text{сущ.ЛЭП}} + \sum_i \sum_j C_{ij}^{\text{нов.ЛЭП}} X_{ij}^{\text{нов.ЛЭП}} + \\ + \sum_i C_i^{\text{потр}} X_i^{\text{потр}} + \sum_i C_i^{\text{ген}} X_i^{\text{ген}} \end{aligned} \quad (3.15)$$

при соблюдении балансов мощности узлов

$$X_i^{\text{ген}} + \sum_j (1 - p_{ij}) X_{ji}^{\text{ЛЭП}} - \sum_j X_{ij}^{\text{ЛЭП}} = X_i^{\text{потр}}, \quad i \in I, \quad (3.16)$$

ограничений на генерируемую мощность в узлах:

$$P_i^{\text{ген.ниж}} \leq X_i^{\text{ген}} \leq P_i^{\text{ген}}, \quad i \in I, \quad (3.17)$$

ограничений на потребляемую мощность в узлах:

$$X_i^{\text{потр}} \geq P_i^{\text{потр}}, \quad i \in I, \quad (3.18)$$

где перетоки мощности по всем ЛЭП удовлетворяют условиям:

$$P_{ij}^{\text{ЛЭП.ниж}} \leq X_{ij}^{\text{ЛЭП}} \leq X_{ij}^{\text{сущ.ЛЭП}} + X_{ij}^{\text{нов.ЛЭП}}, \quad (i, j) \in L, \quad (3.19)$$

с ограничениями на использование существующих ЛЭП:

$$0 \leq X_{ij}^{\text{сущ.ЛЭП}} \leq P_{ij}^{\text{сущ.ЛЭП}}, \quad (i, j) \in L \quad (3.20)$$

и новых ЛЭП:

$$0 \leq X_{ij}^{\text{нов.ЛЭП}} \leq P_{ij}^{\text{нов.ЛЭП}}, \quad (i, j) \in L. \quad (3.21)$$

Здесь: I – множество узлов, L – множество межузловых связей (ЛЭП); $X_{ij}^{\text{ЛЭП}}$ – суммарный переток мощности из узла i в узел j (МВт); $X_{ij}^{\text{сущ.ЛЭП}}$ – переток мощности по существующей линии (МВт); $X_{ij}^{\text{нов.ЛЭП}}$ – тоже, по новой линии (МВт); $P_{ij}^{\text{сущ.ЛЭП}}$ – пропускная способность существующей линии (МВт); $P_{ij}^{\text{нов.ЛЭП}}$ – тоже, новой линии (МВт); $P_{ij}^{\text{ЛЭП.ниж}}$ – заданный переток мощности из узла i в узел j (МВт); $X_i^{\text{потр}}$ – потребляемая мощность в узле i (МВт); $P_i^{\text{потр}}$ – нагрузка в узле i (МВт); $X_i^{\text{ген}}$ – генерируемая мощность в узле i (МВт); $P_i^{\text{ген}}$ – располагаемая мощность в узле i (МВт); $P_i^{\text{ген.ниж}}$ – заданная генерация в узле i (МВт); p_{ij} – удельный коэффициент потерь мощности при передаче по связи между узлами i и j (в о.е.); $C_{ij}^{\text{сущ}}$ – удельные постоянные затраты на единицу передаваемой

мощности существующей линии (руб/МВт), для новой ЛЭП удельные затраты равны

$$C_{ij}^{\text{нов}} = E_n \cdot K_{ij}^{\text{уд. ЛЭП}} + C_{ij}^{\text{уд. пост. ЛЭП}}, \quad (3.22)$$

где E_n – коэффициент эффективности капиталовложений; $K_{ij}^{\text{уд. ЛЭП}}$ – удельные капиталовложения в новую линию (руб/МВт); $C_{ij}^{\text{уд. пост. ЛЭП}}$ – удельные постоянные затраты на единицу передаваемой мощности новой линии (руб/МВт); $C_i^{\text{потр}}$ – удельные постоянные затраты на единицу потребляемой мощности для существующей подстанции (руб/МВт),

для новых подстанций

$$C_i^{\text{потр}} = E_n \cdot K_i^{\text{уд. потр}} + C_j^{\text{уд. потр}}, \quad (3.23)$$

где $K_i^{\text{уд. потр}}$ – удельные капиталовложения в новую подстанцию (руб/МВт); $C_i^{\text{уд. потр}}$ – удельные постоянные затраты в новую подстанцию (руб/МВт); $C_i^{\text{ген}}$ – удельные переменные затраты на генерируемую мощность (руб/МВт):

$$C_i^{\text{ген}} = b_i^{\text{уд}} \cdot a_i \cdot H, \quad (3.24)$$

где $b_i^{\text{уд}}$ – удельный расход топлива в генерирующих установках i -го узла (т/МВт.ч); a_i – цена топлива в узле i (руб/т); H – длительность режима в году (час).

Как видно из приведенного описания, модель имеет специфическую структуру и близка по постановке к классической транспортной задаче линейного программирования и сетевым потоковым моделям, имеющим эффективные быстродействующие алгоритмы решения таких задач большой размерности.

3.3.3. Методический подход к выбору рациональной схемы основной электрической сети ЭЭС

Изложенная выше математическая модель весьма упрощенно описывает режим работы электроэнергетической системы (моделью постоянного тока). Используемые в ней ограничения на пропускную способность линий электропередачи заданы извне как постоянные величины, характеризующие каждую электрическую связь. Фактически же эти значения определяются не только параметрами конкретной связи, а и свойствами электрической сети в целом.

В реальной ЭЭС потоки электроэнергии между узлами подчиняются более сложным физическим закономерностям. С целью учета этих закономерностей в процессе оптимизации может использоваться предложенная Н.А. Абраменковой методика «структурного» анализа [115, 362].

Показатели структурного анализа здесь применяются для упрощенного определения предельных мощностей в сечениях и по отдельным связям, так как расчет детальных моделей электрических режимов в процессе оптимизации

развития электрической сети невозможен из-за значительного количества рассматриваемых вариантов. Показателями структурного анализа ЭЭС являются:

– взаимные структурные мощности генераторов:

$$W_{ij} = E_i E_j y_{ij}, \quad (3.25)$$

где E_i, E_j – переходная ЭДС генераторов в модели «шины – переходное сопротивление – переходная ЭДС» в узлах i и j , а y_{ij} – взаимная проводимость между узлами с E_i и E_j ;

– собственные структурные мощности генераторов:

$$W_{ii} = E_i^2 g_{ii}, \quad (3.26)$$

где g_{ii} – активная составляющая собственной проводимости узла i (y_{ii}).

Структурные мощности генераторов определяют верхние оценки областей статической аperiodической устойчивости ЭЭС.

Допустимость использования (в процессе оптимизации развития ЭЭС на перспективу) таких упрощений при составлении расчетных схем замещения электрической сети определяется большой неопределенностью данных о параметрах перспективной электрической сети.

Для определения показателей (3.25), (3.26) схема замещения рассматриваемой электрической сети приводится (любым из известных методов эквивалентирования) к полному графу, в вершинах которого лежат узлы с ЭДС. Пример такого преобразования приведен на рис. 3.11.

Сечения, для которых рассчитывается предельная по статической устойчивости мощность, могут быть разделены на два типа: генераторные (когда в одной подсистеме находится один генератор) и сетевые (все остальные).

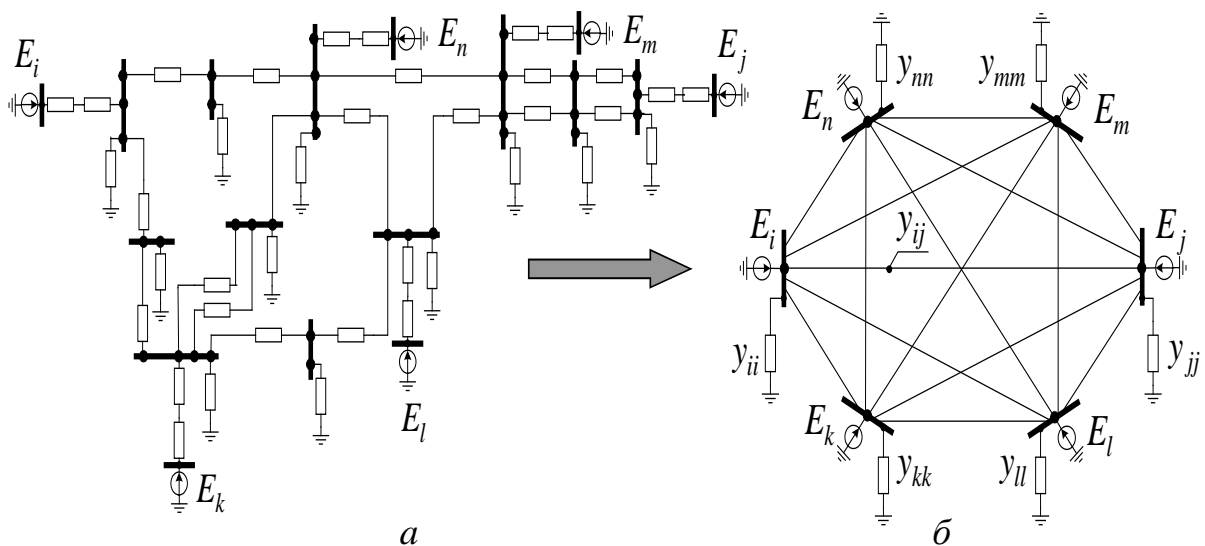


Рис. 3.11. Схема замещения ЭЭС: а – расчетная; б – эквивалентная (взаимные проводимости узлов с ЭДС обозначены сплошными линиями)

Предельная по статической устойчивости мощность для первого типа сечений

$$P_i^{\text{пред}} = (1 - \kappa_3) W_i, \quad (3.27)$$

$$\text{где} \quad W_i = W_{ii} + \sum_{i \neq j} W_{ij} \quad (3.28)$$

– максимальная мощность генератора, равная собственной структурной мощности и сумме взаимных структурных мощностей генератора i по всем его связям в эквивалентной схеме; κ_3 – коэффициент запаса по активной мощности в сечении.

Для второго типа сечений предельная по статической устойчивости мощность в q -м сечении, разделяющем систему на подсистемы А и В при передаче потока мощности из А и В, равна

$$P_g^{\text{пред}} = (1 - \kappa_3) W_g^A, \quad (3.29)$$

$$\text{где} \quad W_q^A = \sum_{i \in A} W_{ii} + \sum_{\substack{i \in A \\ j \notin A}} W_{ij} \quad (3.30)$$

– максимальная мощность сечения q , равная сумме собственных мощностей генераторов подсистемы А и сумме взаимных мощностей генераторов подсистем А и В, получаемая при условии

$$W_{ij} \geq \varepsilon_r P_{i\text{ном}}^2. \quad (3.31)$$

В выражении (3.31) $P_{i\text{ном}}^2$ – номинальная мощность i -го генератора подсистемы А; ε_r – малая величина, применяемая для оценки связности i -го генератора подсистемы А с генераторами подсистемы В.

Введение условия (3.31) позволяет рассчитать предельную по статической устойчивости мощность в сечении (3.27), исключив из нее собственные и взаимные мощности генераторов подсистемы А, имеющие слабые связи с подсистемой В (локальные или удаленные генераторы). В соответствии с [363] для генераторных узлов мощностью менее 3000 МВт значение ε_r рекомендуется принимать в диапазоне 0,1–0,15, а для узлов свыше 3000 МВт – в интервале 0,1–0,05.

Требования учета специфики законов потокораспределения электроэнергии в электрических сетях, а также некоторых других факторов при выборе рациональной перспективной схемы электрической сети приводят к необходимости использования для этой цели комплекса взаимосвязанных математических моделей. Далее описывается «человеко-машинная» методика оптимизации развития основной электрической сети, основанная на этом принципе [364].

Методика (см. рис. 3.12) включает следующие основные этапы.

На *первом этапе* формируются исходные данные для описанной выше линейной математической модели: граф электрической сети, состоящий из существующих электропередач и избыточного набора новых ЛЭП; располагаемые мощности электростанций $P_i^{\text{ген}}$; мощности нагрузок в узлах $P_i^{\text{потр}}$; удельные приведенные затраты на единицу передаваемой мощности по ЛЭП $C_{ij}^{\text{ЛЭП}}$; удельные переменные затраты на генерируемую мощность $C_i^{\text{ген}}$; пропускные способности ЛЭП $P_{ij}^{\text{ЛЭП}}$.

В качестве ограничения на пропускную способность существующих ЛЭП здесь используется наименьшая из предельных мощностей по нагреву провода и по статической устойчивости для отдельной связи с учетом коэффициента запаса. Для новых ЛЭП использование таких мощностей, как правило, ведет к существенному завышению их транспортных возможностей. Поэтому с целью сокращения области поиска оптимального решения в качестве пропускной способности для каждой (s -й) новой ЛЭП может быть также использован дополнительный показатель, определяемый по формуле:

$$P_s^{\text{нов.лэп}} = \max_q (P_{sq}^{\text{пред}} - P_{\bar{b}q}^{\text{пред}}), \quad (3.32)$$

где $P_{\bar{b}q}^{\text{пред}}$ – предел мощности q -го сечения в базовой схеме, соответствующей исходному состоянию развития сети; $P_{sq}^{\text{пред}}$ – предел мощности q -го сечения в схеме s , которая отличается от базовой схемы наличием s -й новой ЛЭП.

При значительном количестве вариантов усиления сечений основной сети условие (3.32) позволяет выбрать из них совокупность наиболее рациональных, путем исключения в процессе оптимизации вариантов, не дающих существенного прироста пропускной способности усиливаемых сечений. Такая процедура не должна приводить к отбрасыванию новых ЛЭП, обеспечивающих надежность схемы.

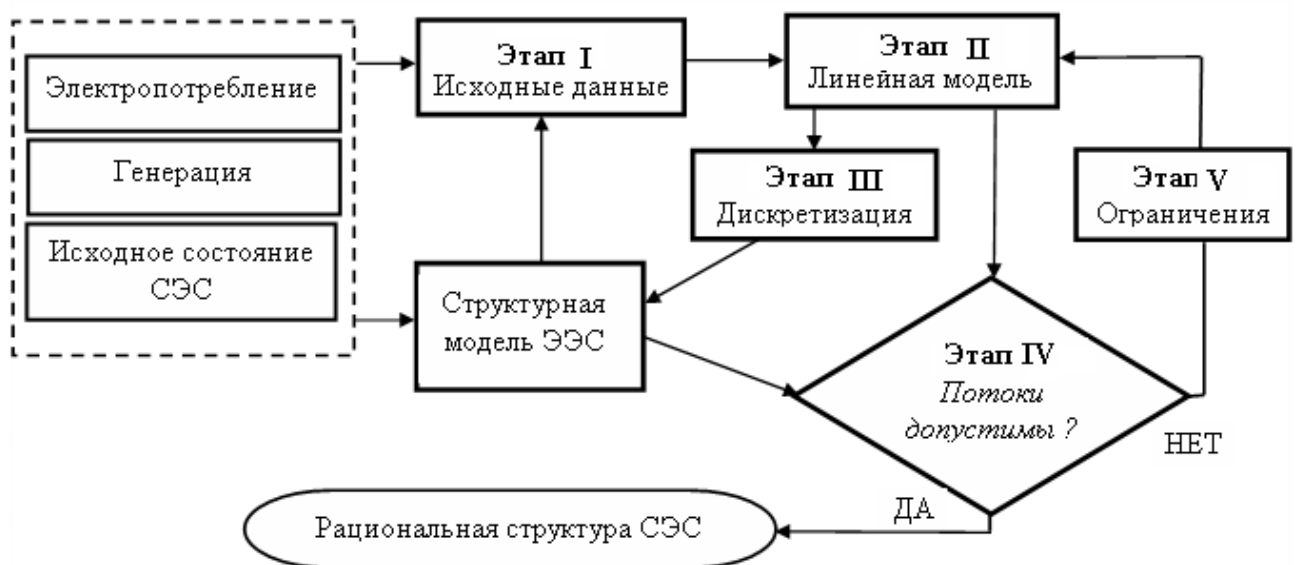


Рис. 3.12. Методика оптимизации развития системообразующей электрической сети

Полученные исходные данные используются на *втором этапе* методики при решении оптимизационной задачи развития электрической сети на описанной выше линейной математической модели.

Получаемое решение $X_{ij}^{\text{ЛЭП}}$ будет непрерывным – в виде минимально необходимых пропускных способностей межузловых связей электрической сети.

Третий этап представляет собой дискретизацию решения линейной потоковой модели, которая выполняется неформализованно – квалифицированным экспертом на основе данных о пропускной способности сечений основной

электрической сети, величине неиспользованной располагаемой мощности станций в каждой из подсистем с учетом характеристик каждой новой ЛЭП (номинального напряжения, пропускной способности, требуемых капиталовложений и т.д.). Эта процедура позволяет сформировать совокупность наиболее рациональных дискретных вариантов схем развития сети на основании величин потоков мощности по новым ЛЭП, а также учесть требования надежности в соответствии с [361].

При этом анализе должен быть использован имеющийся опыт проектирования, который, в частности, отражен в соответствующих рекомендациях по проектированию электрических сетей, а также учтены имеющиеся экономические ограничения (по суммарным капиталовложениям, объемам строительства и т.д.).

На *четвертом этапе* осуществляется проверка сформированных вариантов развития сети с точки зрения возможности передачи расчетных потоков мощности, включающая несколько стадий:

- определение контролируемых сечений и суммарного потока мощности в них, по результатам расчета на линейной модели;
- составление расчетных схем замещения для сформированных вариантов электрической сети;
- расчет с помощью структурной модели ЭЭС предельно допустимых мощностей с учетом коэффициента запаса для контролируемых сечений;
- сравнение этих мощностей с полученными в линейной модели потоками мощности в тех же сечениях.

Если потоки мощности, определенные в линейной модели, меньше допустимых для всех контролируемых сечений, то данный вариант схемы развития электрической сети считается обеспечивающим передачу расчетных потоков мощности, он включается в совокупность наилучших вариантов развития сети, подлежащих детальным проектным исследованиям на этапе их технико-экономического сравнения. В противном случае рассматриваемый вариант сети должен быть скорректирован (усилен).

Для этого на *пятом этапе* требуется новый цикл оптимизации структуры электрической сети с измененными значениями пропускных способностей сечений, в которых требуется усиление. Линейная модель при этом должна быть дополнена ограничениями вида

$$0 \leq \sum_{X_{ij}^{\text{ЛЭП}} \in q} X_{ij}^{\text{ЛЭП}} \leq P_q^{\text{пред}} \quad , \quad (3.33)$$

где $P_g^{\text{пред}}$ – предельная мощность q -го сечения с учетом коэффициента запаса по (3.29), (3.30).

После корректировки ограничений на потоки мощности в сечениях производится следующий цикл оптимизации структуры электрической сети. На основе его решения формируются новые варианты развития сети с увеличенными пропускными способностями сечений. Они затем также должны быть проверены с помощью структурной модели ЭЭС. Итеративный процесс проверки и отбора совокупности наиболее рациональных вариантов развития сети продол-

жается до тех пор, пока все варианты развития сети, вошедшие в эту группу, не будут нуждаться в корректировке.

3.3.4. Иллюстративный пример использования предлагаемой методики для оптимизации основной сети ОЭС Востока

Описанная выше методика использовалась при решении задачи развития основной электрической сети Объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Востока на среднесрочную перспективу [365].

ОЭС Востока охватывает территорию Амурской и Хабаровской областей, Приморского края и южную часть Якутии. Она имеет большую протяженность с запада на восток (около 2700 км) и относится к "цепочечному" типу. Основная часть генерации сосредоточена в западной части, а основные потребители - на востоке системы, что требует передачи значительной мощности с запада (от Зейской и Бурейской ГЭС) на восток (в Приморскую энергосистему). Электрические сети такой структуры, как правило, имеют низкие показатели надежности и сниженные пропускные способности в сечениях по условиям статической устойчивости.

Укрупненная электрическая схема ОЭС Востока, включающая «рациональные» линии электропередачи, определенные с использованием предлагаемой методики, приведена на рис. 3.13.

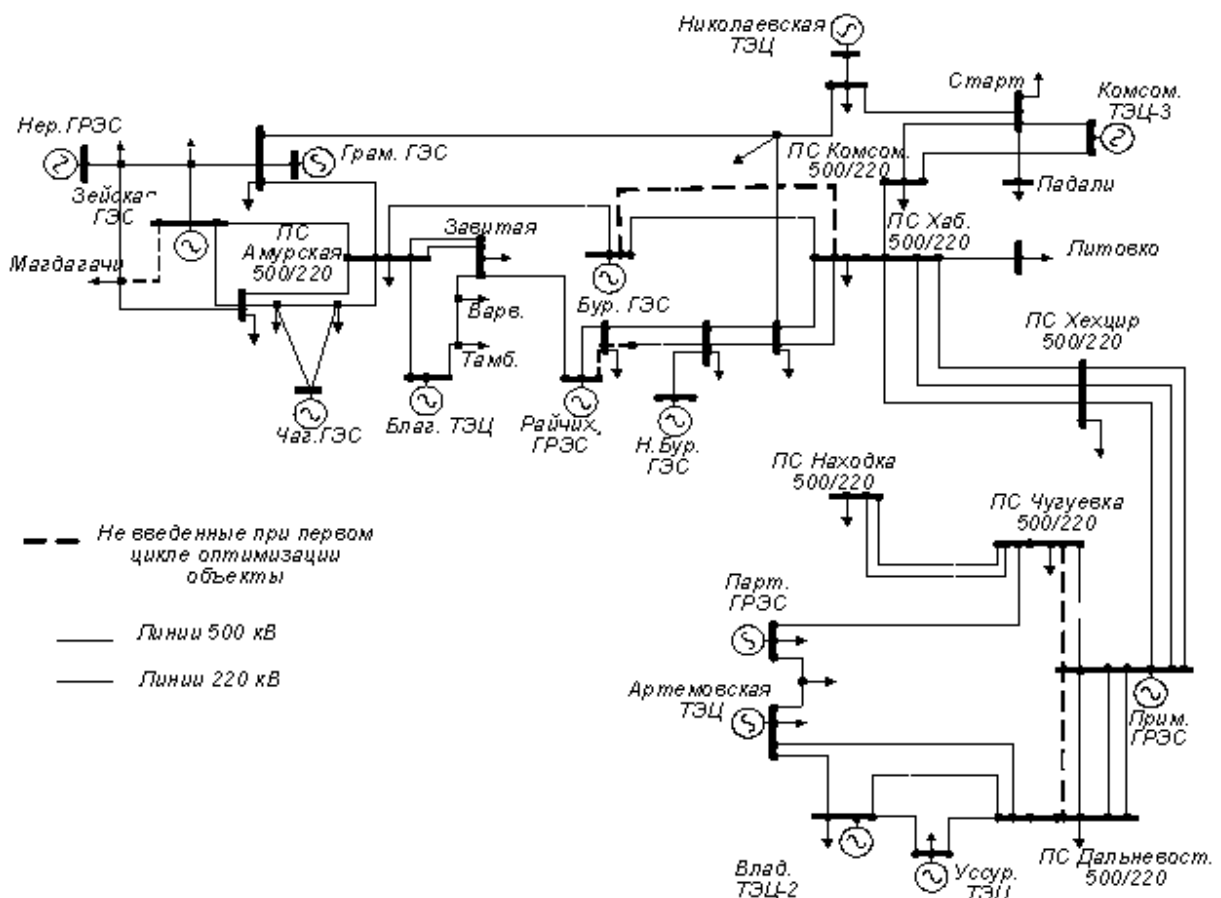


Рис. 3.13. «Рациональная» схема развития основных электрических сетей ОЭС Востока

Основными направлениями развития ОЭС Востока в рассматриваемом варианте приняты: развитие каскадов больших и малых ГЭС за счет которых, планируется в основном покрытие прироста нагрузки, стабилизация величины установленной мощности электростанций Приморской энергосистемы, а также увеличение в перспективе объемов экспорта электроэнергии в приграничные страны.

Первоочередными направлениями развития электрической сети ОЭС Востока на перспективу 10–15 лет являются: завершение создания магистральной сети 500 кВ по трассе Зейская ГЭС – ПС Дальневосточная и повышение надежности и пропускной способности основной электрической сети, рациональная выдача новых мощностей ГЭС Амурской энергосистемы, осуществление наиболее предпочтительного варианта транспорта мощности на экспорт.

С помощью предложенного алгоритма было отобрано несколько альтернативных вариантов прохождения трасс новых ЛЭП. На их основе сформирован рациональный вариант развития электрической сети ОЭС Востока. Этот вариант оказался весьма близким варианту, предложенному проектировщиками, однако требуемые для реализации этого варианта капиталовложения меньше на 15,4 млн долл. за счет отсутствия в нем нескольких электросетевых объектов, предложенных институтом "Энергосетьпроект" для повышения надежности электроснабжения отдельных узлов.

Для сходимости итеративного алгоритма выбора рационального варианта потребовались всего две итерации, с вводом на второй итерации четырех дополнительных цепей ВЛ, показанных на рисунке пунктирными линиями.

Условия нормального функционирования удовлетворялись для всех рассматриваемых вариантов развития электрической сети ОЭС Востока. Проверка этих условий производилась по упрощенным критериям (3.27)–(3.39) в структурной модели.

Кроме того, для проверки допустимости использования показателей структурного анализа для расчета пропускных способностей сечений (3.29), (3.30) проведены детализированные расчеты установившихся режимов и статической устойчивости с помощью специализированного программно-вычислительного комплекса АНАРЭС. Эти расчеты подтвердили, что полученные схемы развития электрической сети удовлетворяют требованиям к эксплуатации оборудования и нормативам по статической устойчивости ЭЭС.

Вместе с тем получаемые при использовании показателей структурного анализа значения пропускных способностей сечений выше значений, полученных на АНАРЭС, примерно на 15 %. Как показали расчеты, такая погрешность при оптимизации развития электрической сети на перспективу 10–20 лет допустима. Недостаток пропускной способности сечений может быть ликвидирован изменением состояния и режима существующих устройств регулирования напряжения в узлах (отключением шунтирующих реакторов, подключением статических компенсаторов, увеличением мощности синхронных компенсаторов и т.д.), а также вводом новых устройств. Кроме того, в редких случаях может потребоваться установка устройств продольной компенсации.

3.3.5. Моделирование развития электрической сети в условиях рынка. Подход и математические модели

Как указывалось ранее, при переходе к рыночным условиям функционирования электроэнергетики электрические сети становятся основным технологическим инфраструктурным элементом рыночной среды, обеспечивающим доступность электроэнергии для потребителей, свободный вход на рынок производителей электроэнергии, широкую конкуренцию всех участников рынка.

В рыночных условиях увеличивается сложность задачи развития электрической сети из-за необходимости учета при принятии решений интересов всех участников электроэнергетического рынка и роста неопределенности в параметрах спроса и предложения электроэнергии.

Ниже приводятся постановка задач и математические модели, используемые при принятии решений о развитии электрической сети, в явной мере (с той или иной детализацией) учитывающие влияние принимаемых решений на участников рынков в электроэнергетике.

Анализ потенциала существующей электрической сети. Начальным этапом принятия решений о развитии электрической сети является анализ существующей сети в части:

- технологических возможностей перетоков мощности по ней, определения запасов пропускных способностей по отдельным сечениям сети, выявления узких мест в сети с максимальной загрузкой;
- экономических эффектов от увеличения перетоков мощности по отдельным линиям электропередач или сечениям в сети.

Для такого анализа могут использоваться разнообразные математические модели. В частности, для анализа технического потенциала сети могут использоваться математические модели расчета установившихся электрических режимов, модели анализа статической устойчивости и другие, описывающие физические закономерности потокораспределения в существующей электрической сети.

Важен и практический опыт работы электрической сети, ретроспективный анализ перетоков мощности по линиям и «узких» мест по данным служб диспетчерского управления.

Для оценки *экономической эффективности* использования существующей электрической сети могут использоваться математические модели спотового рынка электроэнергии.

Простейшая модель многоузлового спотового рынка (с моделированием перетоков по типу модели «постоянного тока») имеет следующий вид: требуется максимизировать суммарную прибыль (уровень «общественного благосостояния») потребителей и поставщиков электроэнергии

$$\max \sum_i (L_i(s_i) - G_i(p_i)) \quad (3.34)$$

при соблюдении балансов мощностей в узлах

$$p_i + \sum_k t_{ki}(1 - d_{ki}) - \sum_k t_{ik} = s_i, \quad i \in I \quad (3.35)$$

ограничений на максимальную генерацию в узлах

$$0 \leq p_i \leq P_i \quad (3.36)$$

и ограничений на перетоки мощности по линиям электропередач

$$0 \leq t_{ik} \leq T_{ik}, \quad ik \in J \quad (3.37)$$

Здесь i – номер узла сети; I – множество узлов; ik – электрическая связь узлов i и k (в направлении от i к k); J – множество всех связей; p_i – генерация в узле i ; P_i – максимально возможная генерация; s_i – потребление (спрос) в узле i ; $L_i(s_i)$ – доход потребителей в узле i

$$L_i(s_i) = \int_0^{s_i} p_i^S(v) dv \quad (3.38)$$

где $p_i^S(v)$ – кривая спроса в узле i ; $G_i(p_i)$ – затраты на генерацию в узле i ,

$$G_i(p_i) = \int_0^{p_i} p_i^G(v) dv \quad (3.39)$$

где $p_i^G(v)$ – кривая предложения в узле i ; t_{ik} – переток мощности из узла i в узел k ; d_{ik} – удельные потери мощности; T_{ik} – пропускная способность линии ik .

Оптимизируемые переменные модели p_i, s_i, t_{ik} – неотрицательны.

Переменные λ_{ik} решения двойственной задачи, соответствующие ограничениям (3.37) этой модели, численно равны удельному увеличению функционала задачи (т.е. приросту суммарной прибыли) на единицу прироста пропускной способности связи ik .

В соответствии с этими переменными, определяющими эффективность усиления линий электропередачи существующей сети, возможна ранжировка этих линий по степени эффекта. Естественно, что линии в начале этого списка (с наибольшими λ_{ik}) являются первоочередными кандидатами на развитие. Как правило, это линии с предельной загрузкой по условию (3.37).

Оценка **технологического потенциала** существующей электрической сети («сетевое предложение») определяется возможностями передачи электроэнергии по сети для покрытия дополнительной потребности в электроэнергии в отдельных узлах сети или в системе в целом.

Рассмотрим задачу максимального использования электрической сети для определения максимально возможного потребления электроэнергии в *энергосистеме в целом* без развития сети.

Формулировка задачи: требуется определить максимальный суммарный избыток мощности (или максимальную генерацию) в системе

$$\max \sum_i (g_i - s_i), \quad (3.40)$$

где g_i – покрытие нагрузки в узле i ;

$$g_i = p_i + \sum_k t_{ki}(1 - d_{ki}) - \sum_k t_{ik}, \quad i \in I, \quad (3.41)$$

при обеспечении потребности в электроэнергии всех узлов

$$g_i \geq s_i, \quad i \in I, \quad (3.42)$$

при заданной максимальной генерации в узлах системы

$$0 \leq p_i \leq P_i \quad (3.43)$$

и ограничениях на перетоки мощности

$$0 \leq t_{ik} \leq T_{ik}, ik \in J. \quad (3.44)$$

Здесь оптимизируемые переменные p_i, g_i, t_{ik} неотрицательны.

Заданы: s_i – потребление в узлах, P_i – предельная нагрузка электростанций в узлах, T_{ik} – пропускные способности линий электропередач.

В результате решения этой задачи максимальная генерация электроэнергии $\sum_i g_i$ будет ниже суммарной предельно возможной генерации $\sum_i P_i$ на величину потерь электроэнергии в сети для покрытия нагрузки узлов, не обеспеченных собственной мощностью. Фактически в задаче определяется минимальный уровень потерь мощности в сети при заданной потребности в электроэнергии и возможностях ее производства.

Полученные значения избытков мощности ($g_i - s_i$) определяют места возможного роста нагрузки потребителей в системе без необходимости усиления электрической сети системы.

Линии электропередач, в которых перетоки мощности оказались на пределе (3.44), образуют множество загруженных сетевых элементов – возможных претендентов на развитие. Двойственные переменные, соответствующие ограничениям (3.44), определяют удельную эффективность этих линий (прирост генерирующей мощности на единицу роста пропускной способности).

Для детальной оценки технологических возможностей электрической сети рассмотрим следующую *модифицированную задачу* требуется определить максимальный суммарный избыток мощности (или максимальную генерацию) в отдельном узле k

$$g_{kj}^{\max} = \max(g_k - s_k) \quad (3.45)$$

при ограничениях (3.41)–(3.44), где генерация в некотором другом узле j не ограничена (P_j – заведомо большая величина).

Решая эту задачу для каждого сочетания (k, j) , получим матрицу $\{g_{kj}^{\max}\}$, элементы которой определяют возможный прирост нагрузки потребителей в узле k при вводе мощности в узле j , т. е. пропускную способность существующей электрической сети при передаче дополнительной мощности из узла j в узел k . При этом должны покрываться нагрузки потребителей остальных узлов с учетом возможных перетоков мощности по электрической сети.

Предельно загруженные электрические связи (по условию (3.44)) в каждом решении образуют соответствующую «подсеть развития», определяющую линии, требующие своего усиления при реализации данного мероприятия по увеличению нагрузки потребителей в каком либо узле за счет ввода генерирующей мощности в другом узле.

Матрицу $\{g_{kj}^{\max}\}$ и соответствующие «подсети развития» можно рассматривать как «сетевое предложение» существующей электрической сети.

Элементы «сетевого предложения» могут найти прямое применение при решении отдельных частных задач развития электрической сети: для реализации выдачи новой генерирующей мощности в отдельном узле и (или) электроснабжения новых потребителей в каком-либо отдельном узле.

В более общем случае, когда изменяются потребление и генерация во многих узлах, требуются специализированные модели развития электрической сети энергосистемы в целом. Однако, и в этом случае, указанные элементы «сетевого предложения» существующей электрической сети могут быть включены в состав элементов избыточной сети, из которой обычно и происходит выбор оптимальной сети в таких моделях.

Модель развития электрической сети в условиях рынка. Решения о развитии электрической сети энергосистемы принимаются, как правило, после принятия решений о развитии генерирующих мощностей, в силу меньших сроков реализации сетевых решений и их меньшей капиталоемкости.

Спрос на электроэнергию в задачах развития электрической сети тоже в основном определен – по крайней мере для наиболее крупных потребителей электроэнергии, с длительными сроками сооружения своих предприятий.

Таким образом, развивающаяся электрическая сеть должна в первую очередь обеспечить выдачу мощности новых генерирующих источников и электроснабжение новых потребителей электроэнергии, т.е. обеспечить покрытие балансов мощности всех узлов в энергосистеме.

В то же время всегда имеются те или иные отклонения в развитии генерации и размещении потребителей электроэнергии от прогнозных значений, на которых основывалось ранее размещение электростанций и потребителей. Компенсация этих отклонений возможна за счет дополнительного развития электрической сети.

В условиях рынка электроэнергии на размещение потребителей и стоимость покупки электроэнергии потребителями существенно влияет и сложившийся уровень цен на электроэнергию. Этот уровень также может отличаться от прогнозных значений, учитываемых при принятии ранее решений о размещении генерирующих источников и потребителей.

Таким образом, возможны ситуации, когда даже при условии полного покрытия балансов узлов экономически целесообразно дополнительное развитие электрической сети для реализации более эффективной для потребителей и (или) генерирующих организаций торговли электроэнергией.

Эффективность большей загрузки наиболее экономичных генерирующих источников за счет строительства новых линий электропередачи («режимный» эффект) обычно низка – стоимость линии не покрывает снижения издержек в генерации. Различия в стоимости производства электроэнергии на разных типах электростанций не очень значительны. Однако в отдельных случаях и это бывает целесообразно – например, при подключении к энергосистеме изолированных энергоузлов (или крупных потребителей), электроснабжение которых осуществлялось от наиболее неэффективных локальных источников электроэнергии (дизельных электростанций на дорогом привозном топливе и др.).

Сооружение дополнительных линий электропередачи для перераспределения электроэнергии среди потребителей может иметь значительно больший эффект. Эффективность использования электроэнергии на различных производствах у потребителей существенно различается. Эти различия значительно больше, чем различия в эффективности производства электроэнергии. При наличии таких различающихся по эффективности использования электроэнергии потребителей целесообразность сооружения дополнительных линий электропередачи, в целях обеспечения условий для конкуренции за потребление электроэнергии, становится реальной.

Таким образом, в общем случае для оценки эффективности различных вариантов сооружения линий электропередачи необходимо сопоставление затрат на практическую реализацию этих вариантов (капитальные вложения и ежегодные издержки на эксплуатацию линий) и эффектов на рынке электроэнергии (ежегодный годовой эффект – прирост совокупной прибыли участников рынка).

Такая постановка задачи и рассматривается ниже. Следует отметить, что при полностью определенных значениях показателей генерации и потребления, когда рыночный эффект фактически задан вне модели, задача сводится к традиционной постановке на минимум затрат на развитие и функционирование электрической сети.

Для оценки годового эффекта на рынке требуется (в силу различий условий работы в годовом разрезе) моделирование работы рынка электроэнергии в течение всего года. Такое моделирование возможно за счет описания в модели ряда характерных моментов времени в течение года, в совокупности достаточно представительных для описания годового эффекта. Годовой эффект в этом случае будет представлен как сумма рыночных эффектов в эти выделенные моменты времени.

Далее в соответствии со сказанным, приводится формулировка математической модели развития электрической сети (в статической постановке) с учетом рыночных эффектов.

Пусть i – индекс узла энергосистемы, $i \in I$, где I – множество индексов всех узлов; t – момент времени (час) в году конца расчетного периода, $t \in T$, где T – множество характерных моментов времени в году; ik – индекс электрической связи узлов i и k , $ik \in J$, где J – множество всех электрических связей энергосистемы; n_{it} – длительность момента времени t в году в узле i ; K_{ik} – удельные капитальные вложения в линию ik ; U_{ik} – относительные (к капиталовложениям) постоянные ежегодные затраты на эксплуатацию линии ik ; E – коэффициент эффективности капитальных вложений.

Требуется максимизировать суммарный экономический эффект участников рынка с учетом затрат на сооружение и эксплуатацию линий электропередачи

$$F = \max \sum_i \sum_t n_{it} (L_{it}(s_{it}) - G_{it}(p_{it})) - \sum_{ik} (E + U_{ik}) K_{ik} t_{ik}^{\text{HOB}} \quad (3.46)$$

при соблюдении:

балансов мощностей в узлах

$$p_{it} + \sum_k t_{kit} (1 - d_{ki}) - \sum_k t_{ikt} = s_{it}, \quad i \in I, t \in T, \quad (3.47)$$

ограничений на перетоки мощности и развитие линий электропередачи

$$t_{ikt} - t_{ik}^{\text{HOB}} \leq T_{ik}^{\text{CYIII}}, \quad ik \in J, t \in T, \quad (3.48)$$

$$t_{ik}^{\text{HOB}} \leq T_{ik}^{\text{HOB}}, \quad ik \in J, \quad (3.49)$$

ограничений на генерацию в узлах

$$p_{it} \leq P_i, \quad i \in I, t \in T \quad (3.50)$$

Здесь p_{it} – генерация в узле i в час t ; P_i – максимально возможная генерация; s_{it} – нагрузка потребителей узла i в час t ; t_{ikt} – переток из узла i в узел k в час t ; T_{ik}^{CYIII} – пропускная способность связи $i-k$ на начало расчетного периода; T_{ik}^{HOB} – прирост пропускной способности связи $i-k$; $L_{it}(s_{it})$ – доход потребителя в узле i в час t

$$L_{it}(s_{it}) = \int_0^{s_{it}} p_{it}^S(v) dv, \quad (3.51)$$

где $p_{it}^S(v)$ – кривая спроса в узле i в час t ; $G_{it}(p_{it})$ – затраты на генерацию в узле i в час t

$$G_{it}(p_{it}) = \int_0^{p_{it}} p_{it}^G(v) dv, \quad (3.52)$$

где $p_{it}^G(v)$ – кривая предложения в узле i в час t .

Кривые спроса каждого узла формируются для часа максимума нагрузки узла и характерных моментов времени t в течение года. Такое формирование может быть произведено на основе так называемого графика по продолжительности нагрузки, отражающего длительность в году нагрузки не более определенной величины, либо графика частотного распределения нагрузки узла в течение года, $f(p)$, отражающего частоту (или длительность) стояния нагрузки p в году. На основе этих графиков могут быть определены величины n_{it} в модели. Кривые спроса в данной модели носят краткосрочный характер и описывают лишь оперативную реакцию потребителя на изменение цен на электроэнергию, без учета мероприятий изменения спроса, носящих длительный характер (более года).

Кривые предложения каждого узла для часа максимума нагрузки должны отражать готовую мощность всех электростанций узла. Кривые предложения для других характерных моментов времени года t должны учитывать снижение готовой мощности электростанций в течение года за счет вывода мощностей в ремонты, изменения нагрузки ТЭЦ в теплофикационном режиме в отопительный и неотопительный периоды, сезонные изменения выработки ГЭС и, вероятно, другие сезонные факторы.

3.4. Оптимальный выбор вариантов межгосударственных электрических связей

3.4.1. Вводные замечания

Формирование межгосударственных электрических связей и объединений (МГЭС и МГЭО) является глобальным процессом, который протекает в раз-

личных регионах мира [266]. В Северной Америке, Европе, на территории стран бывшего СССР созданы многочисленные МГЭС и мощные МГЭО. В Южной Америке, в отдельных регионах Африки и Юго-Восточной Азии происходит активное формирование, а в Южной и Северо-Восточной Азии исследуются возможности создания МГЭС и МГЭО.

Движущими силами данного процесса являются достигаемые в результате создания МГЭС и МГЭО эффекты, такие как: а) снижение потребности в установленных мощностях за счет разновременности максимумов нагрузки (как в суточном, так и в годовом разрезах) в разных странах и регионах; б) повышение надежности объединяемых ЭЭС; в) вовлечение в энергобалансы разных стран крупных источников возобновляемой (прежде всего гидравлической) энергии; г) получение доходов от торговли электроэнергией; д) снижение цен на электроэнергию и др.

ИСЭМ СО РАН и Корейским электротехнологическим исследовательским институтом (KERI) как совместно (в рамках проекта NEAREST), так и индивидуально проводились масштабные исследования по оценке эффективности МГЭС и формирования МГЭО в регионе Северо-Восточной Азии (СВА) [366–372]. Данный регион является в некотором смысле уникальным, поскольку здесь могут быть достигнуты все указанные выше эффекты. При этом мощностные эффекты могут быть весьма значительными, так как годовые максимумы электрической нагрузки в разных странах СВА приходится на разные сезоны. В связи с этим эффективность создания МГЭС и МГЭО в этом регионе мира очень высока. В результате выполнения исследований разработана методология комплексной оценки эффективности и выбора оптимальных вариантов МГЭС и сформирована система математических моделей [372, 373].

3.4.2. Методология комплексной оценки эффективности МГЭС

Ниже представлена обобщенная методическая схема комплексного обоснования и оптимального выбора вариантов МГЭС (и МГЭО) (рис. 3.14). Разработанная методология складывается из нескольких этапов.

Предварительно на этапе 1 может быть проведен качественный анализ сформированных вариантов и отброшены наименее предпочтительные из них. В результате такого анализа могут остаться несколько вариантов, либо даже один, но они должны быть подвергнуты обязательной количественной оценке, что выполняется на последующих этапах.

Этап 2. Оцениваются энергоэкономические эффекты реализации вариантов МГЭС и, возможно, некоторые другие (экологические, социальные). Неэкономические эффекты/факторы могут быть выражены в денежной форме, экономические эффекты/факторы могут быть также выражены в денежной форме либо учтены в виде ограничений модели или дополнительных критериев. В последнем случае задача выбора МГЭС становится многокритериальной и требует для своего решения специальных методов (см. п. 1.4).

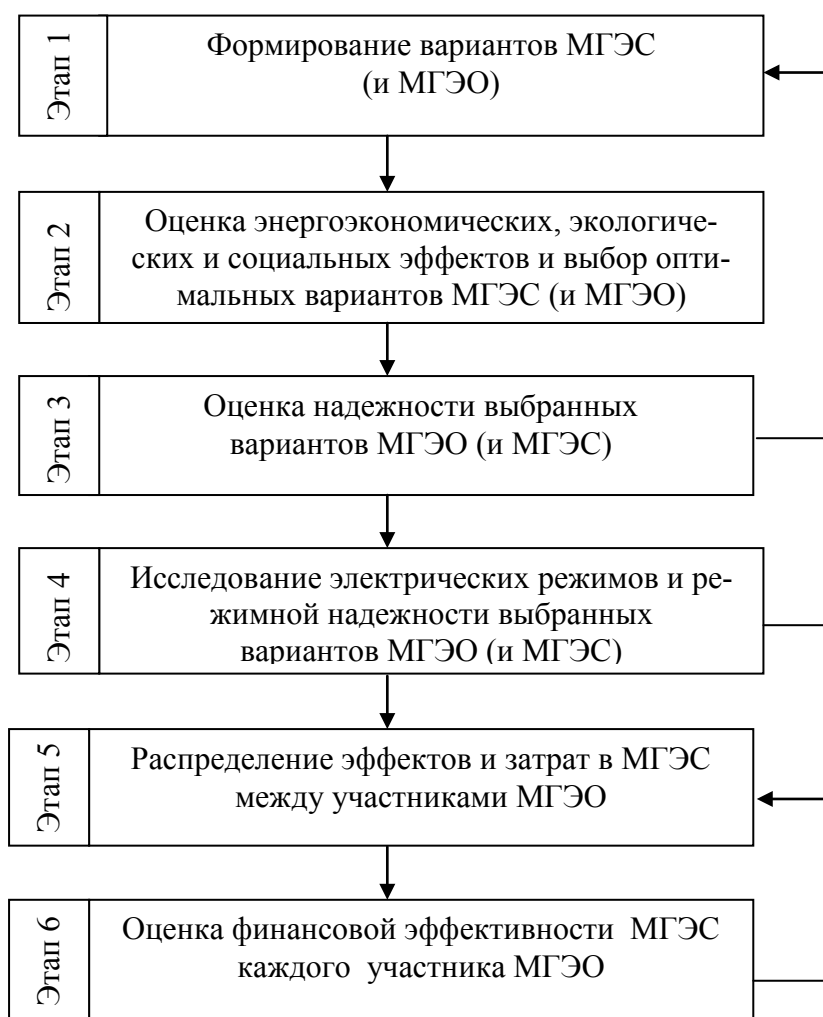


Рис. 3.14. Общеметодическая схема комплексного обоснования и оптимального выбора вариантов МГЭС

Энергоэкономическая эффективность МГЭС оценивается путем сопоставления двух сценариев развития и функционирования объединяемых ЭЭС: при отсутствии МГЭС и при ее вводе. Иначе говоря, в первом сценарии рассматривается отдельная работа ЭЭС, а во втором – совместная. Затраты в МГЭС и эффект от ее сооружения будут состоять из одновременных капиталовложений и ежегодных издержек (в случае рассмотрения только энергоэкономических эффектов). Эти величины необходимо определить для сценариев отдельной и совместной работы ЭЭС и сравнить их между собой, соизмерив одновременные и ежегодные затраты. Обычно такое соизмерение делается путем «приведения» одновременных капитальных затрат к годовой размерности. При этом условием энергоэкономической эффективности проекта МГЭС будет положительная величина энергоэкономического эффекта (приведенные годовые затраты при отдельной работе ЭЭС должны превышать аналогичные затраты при их совместной работе). Наиболее эффективен тот вариант МГЭС, который обеспечивает максимальный энергоэкономический эффект. Он принимается для дальнейшего рассмотрения. Могут быть отобраны и несколько вариан-

тов. Если же ни один из вариантов МГЭС экономически неэффективен, то дальше она не рассматривается.

Следует заметить, что энергоэкономический эффект отражает изменения общих (суммарных) затрат по межгосударственному объединению, образуемому при сооружении МГЭС. Он предполагает рассмотрение создаваемого МГЭО как единого целого. В этом есть определенная условность, так как в МГЭО участвуют разные страны со своими интересами. Однако в данном случае такая условность неизбежна – оценить экономическую эффективность МГЭС можно, лишь сопоставив варианты, когда она есть и когда ее нет. Аналогичный прием оценки эффективности МГЭС применялся, например, в [374]. Учет интересов отдельных стран (участников проекта) производится на последующих этапах разделения затрат и эффектов между участниками МГЭО и оценки финансовой эффективности МГЭС.

Для количественного определения энергоэкономического эффекта необходимо проводить достаточно сложные расчеты развития объединяемых ЭЭС, режимов работы электростанций и перетоков по МГЭС, экологических и социальных последствий и др. Для этого должны использоваться специальные математические модели (в частности, ОРИРЭС и ее модификации – см. гл. 6), позволяющие рассчитывать энергетические эффекты и их экономические оценки. Для учета экологических и социальных эффектов (или последствий) могут применяться соответствующие методы и модели [372, 375].

Этап 3. Проверяется надежность электроснабжения потребителей в сценариях раздельной и совместной работы ЭЭС с учетом аварийности оборудования электростанций, линий электропередачи (ЛЭП) и самой МГЭС. Эти сценарии рассматривались на предыдущем этапе при оценке экономической эффективности МГЭС.

В первом сценарии оцениваются требуемые генерирующие мощности, обеспечивающие необходимый уровень надежности в каждом узле/ЭЭС, во втором сценарии – требуемые генерирующие мощности, обеспечивающие необходимый уровень надежности в ЭЭС с учетом генерирующих мощностей в смежных узлах/ЭЭС, которые могут быть использованы для взаиморезервирования по МГЭС в аварийных ситуациях.

В качестве основных показателей, характеризующих надежность работы ЭЭС, обычно принимают индекс надежности – вероятность бездефицитной работы, коэффициент обеспеченности потребителей электроэнергией, недоотпуск электроэнергии, полный собственный резерв. Эти показатели рассчитываются для обоих указанных выше сценариев. В качестве стандарта надежности электроснабжения принимается индекс надежности, равный 0,9996. Этот стандарт принят во многих странах. Он соответствует продолжительности дефицита мощности в 3,5 ч/год [376]. В случае, если полученные показатели надежности оказываются неудовлетворительными, то необходимо вернуться к выполнению предыдущих этапов, корректируя параметры вариантов МГЭС, а также развития национальных ЭЭС. После такой корректировки необходимо повторное

проведение исследований надежности. Для выполнения указанных расчетов требуется специальная модель по оценке надежности ЭЭС [377].

Этап 4. Выполняется исследование электрических режимов и режимной надежности МГЭО (и МГЭС). Тем самым проверяется техническая реализуемость выбранного варианта МГЭС (и МГЭО). При этом рассматривается применение современных технологий управления режимами и передачи электроэнергии (таких, как устройства FACTS и другие).

Исследование предполагает проведение многовариантных расчетов, когда по заданному алгоритму изменяются величины нагрузки и генерации в отдельных узлах или подсистемах ЭЭС, либо изменяется топология схемы согласно принципа « $n-1$ », а для отдельных групп элементов схемы – « $n-2$ ». Т. е. поочередно отключаются отдельные ЛЭП, трансформаторы или генераторы (блоки). При этом в каждом случае анализируется существование режима и допустимость контролируемых параметров режима. Для выполнения указанных исследований используется специальная модель [378].

Следует отметить, что может потребоваться итеративное повторение расчетов на этапах 1–4 для уточнения вариантов развития МГЭО и МГЭС, удовлетворяющих требованиям технической реализуемости.

Этап 5. На данном этапе эффекты и затраты в МГЭС распределяются между участниками проекта. При этом, наряду с затратами на развитие и функционирование объединяемых ЭЭС и МГЭС, необходимо учесть доходы (расходы) от экспорта (импорта) электроэнергии отдельных стран. Результирующий эффект, получаемый страной, участвующей в МГЭО, складывается из разниц (с соответствующим знаком) в капиталовложениях, эксплуатационных издержках, экологических и социальных последствиях для вариантов отдельной и совместной работы ЭЭС, а также доходов (расходов) от продажи (покупки) электроэнергии.

Результирующий эффект, очевидно, зависит от цен экспортируемой (импортируемой) электроэнергии. С повышением цены этот эффект будет увеличиваться для страны-экспортера и, наоборот, уменьшаться для страны-импортера. Изменяя экспортную цену, можно изменять распределение общего эффекта, достигаемого по межгосударственному объединению в целом, между отдельными странами, в том числе обеспечить положительный эффект для каждой страны.

В связи с этим распределению эффектов должно предшествовать достижение соглашения (хотя бы предварительного) о ценах электроэнергии, передаваемой в каждом направлении и, возможно, в разные сезоны года и часы суток. Исходные цены могут быть определены с помощью специальной модели («рыночная» ОРИРЭС). Окончательная договоренность о ценах может быть достигнута лишь после оценки финансовой эффективности проекта для каждого из его участников. До этого происходит итеративная корректировка цен.

После распределения эффектов между участниками проекта (а, возможно, параллельно с ним) должны распределяться капиталовложения в МГЭС. Такое распределение, в принципе, может осуществляться разными способами. Один

из них, представляющийся достаточно разумным, состоит в распределении затрат на сооружение МГЭС пропорционально получаемым каждой страной эффектам.

От распределения затрат в проект МГЭС будет зависеть его финансовая эффективность для отдельных участников. Может потребоваться его корректировка в процессе оценки финансовой эффективности МГЭС, если она окажется недостаточной для некоторых участников проекта, и возврат к данному этапу обоснования проекта.

Этап 6. На заключительном этапе выполняется оценка финансовой (коммерческой) эффективности МГЭС для каждого участника проекта. Это весьма сложный процесс, особенно, если МГЭС связывает конкурентные электроэнергетические рынки, когда в обосновании и реализации проекта задействовано много участников. Методология такой оценки описана в [379]. Основной ее смысл – сопоставить, доходы от реализации проекта каждого участника со сделанными им затратами. Очевидно, что первые должны превышать вторые. В расчетах должны учитываться инвестиции, операционные (эксплуатационные) расходы, доходы всех видов, налоги, инфляция, риски и др. Расчеты проводятся для длительного периода, охватывающего сроки строительства и службы объекта/МГЭС. Причем доходы и расходы участника проекта дисконтируются и приводятся к определенному моменту времени (например, к году начала реализации проекта). По результатам расчетов определяют показатели эффекта и доходности проекта (их несколько), на основе которых участник принимает положительное или отрицательное решение об участии в проекте.

Основным показателем финансовой эффективности проекта для его участника считается чистый дисконтированный доход (ЧДД) [379]. При этом главным критерием эффективности проекта для каждого участника является положительная величина ЧДД. Для выполнения расчетов по оценке финансовой эффективности также требуется специальная математическая модель расчета финансовых потоков. Такие модели разработаны и используются, в том числе для обоснования финансовой эффективности электроэнергетических проектов [380].

В рамках этого этапа также выявляется состав источников инвестирования проекта МГЭС, оценивается влияние на него реформирования и либерализации электроэнергетики в странах, участвующих в проекте. Дополнительно могут анализироваться способы торговли электроэнергией между странами, политические перспективы, энергетическая безопасность и другие вопросы [372]. Следует отметить, что в случае рыночной организации объединяемых ЭЭС, обоснование МГЭС затрудняется в связи с тем, что реализация проекта затрагивает многих рыночных участников, имеющих разнонаправленные интересы.

3.4.3. Система математических моделей для оценки эффективности МГЭС

Основной моделью при оценке энергоэкономической эффективности МГЭС является ОРИРЭС (см. раздел 6). Это статическая модель линейного программирования. Она многоузловая, где каждый узел представляет собой отдельную ЭЭС. В модели представлены четыре сезона года, в каждом сезоне выделены рабочие и выходные дни, разбитые на 24 интервала (часа). Модель записана для конечного года расчетного периода (например, 2030 г.). Электростанции и электрические связи, которые существуют в начале расчетного периода (например, в 2010 г.) и продолжают работать до конца расчетного периода, рассматриваются как действующие (при этом учитываются их демонтаж и predetermined вводы). Ввод новых станций и связей рассматривается за весь расчетный период. Независимыми переменными модели являются установленные и рабочие мощности электростанций, зарядные мощности гидроаккумулирующих электростанций, пропускные способности и перетоки по МГЭС. Также в модели учитываются балансовые уравнения, ограничения на развитие генерирующих мощностей и режимы работы электростанций. Оптимальное решение модели определяется для минимума целевой функции приведенных к годовой размерности затрат по МГЭО в целом с учетом МГЭС.

Следует отметить, что в KERI данная модель доработана в части учета экологических факторов. В модель введены дополнительные соотношения для расчета выбросов диоксида углерода от тепловых электростанций (ТЭС) разных типов, сжигающих различные виды органического топлива, а также ограничения (для каждой страны) на эти выбросы. Данная доработанная модель использовалась для расчетов в рамках проекта NEAREST.

Наряду с этой моделью целесообразно использование нелинейной режимной модели ОРИРЭС, где топливные издержки ТЭС и потери (мощности) на передачу по МГЭС задаются квадратичными функциями. Нелинейная модификация модели позволяет уточнить режимы работы электростанций ЭЭС и МГЭО и перетоков по МГЭС как в суточном, так и сезонном и годовом интервалах. Таким образом, с помощью данной модели одновременно решаются задачи оптимизации краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных режимов работы ЭЭС и энергообъединений, что обычно требовало использования разных моделей [381]. Найденные с помощью базовой модели установленные мощности электростанций по их типам и пропускные способности МГЭС в режимной модели не оптимизируются и принимаются в качестве исходной информации.

Для оценки надежности формируемых МГЭО и вводимых МГЭС используется программно-вычислительный комплекс (ПВК) ЯНТАРЬ [377]. Этот ПВК позволяет получить (в течение 2–5 итераций) расчетные стандартные индексы надежности рассматриваемых вариантов развития ЭЭС. С использованием ПВК «ЯНТАРЬ» рассчитываются:

- резервы мощностей в ЭЭС (узлах энергообъединения);
- требования к надежности и пропускной способности МГЭС;
- эффективная совместная работа каждой ЭЭС при заданных пропускных способностях связей и принципах взаиморезервирования (обмен перетоками между ЭЭС в аварийных ситуациях).

Следует отметить, что в рамках проекта NEAREST для оценки надежности формирования МГЭО и МГЭС в Северо-Восточной Азии корейскими специалистами разработана специальная математическая модель [382]. Методологически она близка к ПВК ЯНТАРЬ.

ПВК АНАРЭС [378] предназначен для оперативных расчетов, анализа, планирования электрических режимов ЭЭС. Он позволяет решать целый ряд прикладных технологических задач, включая:

- ◆ расчет установившихся электрических режимов;
- ◆ оптимизацию электрического режима для снижения потерь активной мощности;
- ◆ ввод в допустимую область по напряжениям;
- ◆ расчет предельных перетоков методом утяжеления;
- ◆ расчет токов коротких замыканий;
- ◆ расчет электромеханических переходных процессов;
- ◆ расчет показателей режимной надежности;
- ◆ обработку контрольного замера (замерного дня);
- ◆ оценивание состояния.

Все прикладные задачи решаются на основе общей базы данных и в единой графической системе отображения результатов расчетов и исходной информации. Использование данного ПВК дает возможность оценить техническую реализуемость исследуемых вариантов формирования МГЭС и МГЭО.

Рыночная модификация модели ОРНРЭС позволяет рассчитать равновесные цены и объемы торгуемой между странами электроэнергии. Она учитывает экономический интерес каждого участника МГЭО. Это достигается путем того, что единая целевая функция базовой модели ОРНРЭС заменяется их множеством, когда каждому участнику МГЭО/МГЭС ставится в соответствие своя целевая функция. Целевые функции для всех участников однотипны. Они являются функциями затрат, приведенных к годовой размерности. Каждый участник рынка минимизирует свою функцию, стараясь снизить свои затраты.

Целевые функции оптимизируются каждым участником рынка с учетом балансовых и режимных ограничений. Данные ограничения содержатся в базовой версии модели ОРНРЭС и мало меняются при «рыночной» модификации модели. Помимо переменных, указанных для базовой версии ОРНРЭС, в данной модели задаются переменные цен на торгуемую между странами электроэнергию.

Модель для выполнения финансового анализа [380] позволяет оценить основные финансовые показатели инвестиционного проекта МГЭС, прежде всего ЧДД.

3.4.4. Примеры выполненных исследований

В 1990-е годы прошедшего столетия в России, Японии, Республике Корея (РК) и Китае начались исследования перспектив формирования МГЭО, оценки эффективности и выбора оптимальных вариантов МГЭС в СВА [383–387 и др.]. Эти исследования показали высокую потенциальную эффективность ряда МГЭС в регионе. Различные исследовательские и проектные организации России изучали перспективы создания МГЭС между Восточной Россией и странами СВА. В работах, выполненных в данной области [366–371 и др.], были выявлены потенциальные направления таких связей, предварительно оценена эффективность и выбраны оптимальные варианты отдельных МГЭС. Также были предварительно сформированы варианты технического исполнения отдельных МГЭС.

Исследовались МГЭС из Восточной Сибири в Северный и Северо-Восточный Китай (Братск–Пекин, Братск–Шэньян), из Приморского края в Корею Народную-Демократическую Республику (КНДР) и РК (Владивосток–Пхеньян–Сеул, Владивосток–Чхонджин), из Южной Якутии в Северо-Восточный Китай и Республику Корея, из Бурятии в Монголию, из Южной Якутии в Японию и другие. Большинство из этих линий выполняются на постоянном токе, поскольку соединяют национальные ЭЭС, работающие на разной частоте (50 и 60 Гц), весьма протяженны и затратны. Однако в случае, когда МГЭС соединяют страны с разными сезонами наступления годового максимума электрической нагрузки, они могут быть весьма эффективны. К ним относятся связи Братск–Пекин и Владивосток–Пхеньян–Сеул.

МГЭС Братск–Пекин исследовалась в [370]. Начиная с 2000 г. годовой максимум электрической нагрузки в ЭЭС Северного Китая переместился с зимнего на летнее время, и продолжает расти (по сравнению с зимней нагрузкой). В Сибири, наоборот, электропотребление летом (а также частично весной и осенью) снижается и существенно возрастает зимой. При оценке эффективности МГЭС Братск–Пекин предполагалось, что реализуется эффект объединения ЭЭС с разносезонными годовыми максимумами нагрузки. Реализация указанного эффекта с помощью МГЭС позволяет экономить установленные генерирующие мощности в объединяемых ЭЭС и, соответственно, более полно использовать имеющиеся электростанции. Таким образом, сооружения специальных экспортных электростанций не требуется, что является причиной высокой эффективности данной МГЭС.

Пропускная способность МГЭС оценена в 5–6 ГВт (в зависимости от плотности годового графика электрической нагрузки объединенной энергосистемы – ОЭС Сибири). Объемы генерирующих мощностей, сэкономленных в обеих странах за счет обмена перетоками по МГЭС, а также ее чистый экономический эффект (затраты в сэкономленные электростанции за вычетом затрат в МГЭС) составили 9–11 ГВт и порядка 6–7 млрд дол, соответственно (в зависимости от пропускной способности линии). Необходимо добавить, что требу-

ются детальные исследования этой МГЭС с учетом описанных выше методологии и системы моделей.

МГЭС Владивосток–Пхеньян–Сеул оценивалась специалистами ИСЭМ СО РАН, а также всесторонне исследовалась в рамках проекта NEAREST [372]. Расчеты, сделанные авторами, используя оптимизационную модель ОПРЭС, показали, что экономическая эффективность этой МГЭС также существенно зависит от эффекта разносезонности годовых максимумов нагрузки в РК и на Российском Дальнем Востоке (РДВ). Так, при пропускной способности МГЭС между странами в 4 ГВт, потребность в новых установленных мощностях в энергообъединении снижается на 7,6 ГВт, а инвестиции сокращаются на 12 млрд. дол.

Дополнительные расчеты на модели показали, что в отсутствие ограничений на пропускную способность МГЭС и внутригодовое распределение энергоотдачи Зейской и Бурейской гидроэлектростанций потребность в установленных мощностях МГЭС может быть дополнительно снижена на 1 ГВт при среднемноголетней выработке на указанных ГЭС. Экономия инвестиций при этом составит 1,6 млрд долл.

Этот результат показывает, что, благодаря разносезонности годовых максимумов нагрузки в ОЭС РДВ и РК, значительная часть годовой выработки указанных ГЭС будет использоваться во время весенне-летнего паводка. Таким образом, требования по перераспределению речного стока и, соответственно, энергоотдачи ГЭС на зимний период не являются необходимыми в условиях формирования данного МГЭС.

Исследования KERI в рамках проекта NEAREST были посвящены углубленному анализу различных вариантов МГЭС Владивосток–Пхеньян–Сеул с технической (надежность, безопасность, реализуемость), экономической и экологической точек зрения. Фактически они подтвердили эффективность варианта данной МГЭС, исследованного ранее в ИСЭМ СО РАН. Дополнительно была показана возможность некоторого ухудшения экологической обстановки на РДВ вследствие увеличения производства электроэнергии на ТЭС ОЭС Востока, определена цена на передаваемую из России в РК электроэнергию, приемлемая для корейской стороны.

Таким образом, разработанная методология комплексной оценки эффективности МГЭС включает этапы:

- 1) формирования вариантов МГЭС (и МГЭС);
- 2) оценки энергоэкономических и других (экологических, социальных) эффектов реализации вариантов МГЭС и выбора оптимального варианта;
- 3) проверки надежности электроснабжения потребителей ЭЭС и МГЭС с учетом аварийности оборудования электростанций, ЛЭП и самой МГЭС;
- 4) исследования электрических режимов и режимной надежности МГЭС;
- 5) распределения эффектов и затрат в МГЭС между участниками проекта;
- 6) оценки финансовой (коммерческой) эффективности МГЭС для каждого участника проекта.

Использование сформированной методологии требует привлечения системы моделей. Это семейство моделей ОРИРЭС (базовая, нелинейная и рыночная) ИСЭМ СО РАН, а также модель KERI, специально разработанные для решения задач оценки эффективности МГЭС. В систему входят ПВК Янтарь и АНАРЭС, разработанные в ИСЭМ СО РАН для решения широкого круга задач оценки надежности и исследования электрических режимов, модель KERI для оценки надежности МГЭО, также в систему входит модель для оценки финансовой эффективности МГЭС.

Для повышения качества обоснования первоочередных МГЭС в СВА, таких как МГЭС Владивосток–Пхеньян–Сеул и Братск–Пекин, требуется использование разработанной методологии и системы моделей для оценки комплексной эффективности и выбора оптимального варианта этих связей. Актуально выполнение исследования эффективности формирования МГЭО СВА в целом. Это также позволит улучшить обоснование отдельных МГЭС, формирующих данное межгосударственное энергообъединение. При этом целесообразно проведение совместных исследований с участием всех заинтересованных сторон.

3.5. Исследование сценариев экстремальных условий в развитии электроэнергетики

3.5.1. Постановка задачи

Анализ развития электроэнергетики в экстремальных условиях является составной частью исследования проблем энергетической безопасности страны. Энергетическая безопасность – состояние защищенности граждан, государства, экономики от обусловленных внутренними и внешними факторами угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии топливно-энергетическими ресурсами приемлемого качества в нормальных условиях и при чрезвычайных обстоятельствах, а также от нарушения стабильности, бесперебойности топливо- и энергоснабжения. Указанное состояние защищенности соответствует в нормальных условиях обеспечению в полном объеме обоснованных потребностей, в чрезвычайных ситуациях – в минимально необходимом объеме потребностей [358, 388].

Обеспечение минимально необходимого объема потребностей предполагает такой уровень поставок топливно-энергетических ресурсов, который должен предотвратить: серьезное ухудшение условий жизни населения; нарушение энергоснабжения объектов, обеспечивающих обороноспособность страны; выход из строя крупных производственных объектов; крупные каскадно развивающиеся аварии и значительные сбои в народном хозяйстве; крупный экономический ущерб; возникновение серьезного социального конфликта.

В силу ключевой роли электроэнергетики в топливно-энергетическом комплексе нормальное ее функционирование и развитие имеет важнейшее значение для обеспечения энергетической и национальной безопасности России.

На функционирование и развитие электроэнергетики оказывают влияние множество внешних и внутренних факторов, часть из которых в определенных условиях препятствуют нормальной работе энергоснабжающих систем. Это может приводить к негативным последствиям для потребителей электрической и тепловой энергии – перерывам в энергоснабжении и недоотпуску энергии. Если эти последствия имеют большие масштабы, тогда речь идет о низком уровне энергетической безопасности страны.

Факторы, оказывающие такое масштабное негативное влияние на функционирование и развитие электроэнергетики, являются угрозами энергетической безопасности. Известна определенная классификация этих угроз [358].

Все угрозы энергетической безопасности можно разделить на две группы: к первой относятся угрозы, приводящие к масштабным (массовым) негативным последствиям; ко второй – редкие неординарные явления экстремального характера. По причинам возникновения выделяют следующие группы угроз: экономические, социально-политические, внешнеэкономические и внешнеполитические, техногенные и природные угрозы, несовершенство управления.

В целях минимизации угроз энергетической безопасности страны или ликвидации последствий наступивших негативных воздействий на электроэнергетику выполняются соответствующие корректирующие мероприятия. Состав этих мероприятий разнообразен: превентивные и компенсирующие мероприятия; мероприятия в электроэнергетике и в других отраслях; по срокам и длительности реализации – оперативные, режимные, среднесрочные и перспективные.

Как видно из приведенного описания, проблема обеспечения энергетической безопасности весьма сложна, обширна и комплексна, требует решения множества разнообразных задач на разных технологических, территориальных и временных уровнях.

Ниже рассматриваются две постановки задачи, представляющиеся основными при оценке уровня безопасности и выборе мероприятий по ее обеспечению.

Первая задача связана с **количественной оценкой последствий** реализации угроз энергетической безопасности.

Содержательная постановка задачи включает следующие положения.

Объект исследования – крупная электроэнергетическая система. Моделируемый временной период – перспектива в 5–20 лет. Известно существующее состояние энергосистемы. Предполагаются известными также и рациональная стратегия развития системы на рассматриваемую перспективу в нормальных условиях, и степень практической реализации мероприятий этой стратегии (задельное строительство энергетических объектов).

Заданы последствия для энергосистемы, системы топливоснабжения электростанций и потребителей тепловой и электрической энергии от реализации конкретной угрозы энергетической безопасности. Эти последствия выражаются в виде: дополнительных ограничений на использование и (или) вводы энергетического оборудования, снижения возможных объемов использования на

электростанциях топлива и (или) рост цен на топливо, изменений перспективных уровней потребления электроэнергии и тепла конечных потребителей. Задана временная динамика в течение рассматриваемого периода всех указанных негативных последствий.

Требуется определить величину последствий для потребителей энергии (недоотпуск энергии) при реализации одной указанной угрозы энергетической безопасности и продолжении реализации принятой рациональной стратегии развития энергосистемы. В процессе оценки этих последствий рассматривается комплекс дополнительных корректирующих мероприятий обеспечивающих оптимальную адаптацию развития энергосистемы к изменившимся условиям. В случае крупномасштабных возмущений фактически требуется сформулировать новую стратегию развития энергосистемы в изменившихся условиях.

В состав корректирующих мероприятий могут входить: изменение планов вводов, модернизация, реконструкция, вывода из эксплуатации и территориального размещения энергетических объектов; изменения режимов работы энергетического оборудования и использования разных видов топлива на электростанциях, минимизация возникающих дефицитов мощности и электроэнергии, если избежать дефицитной ситуации не удастся.

Выбор новой оптимальной стратегии должен осуществляться по критерию минимума потерь потребителей от возможных дефицитов энергии или, в общем случае, по критерию минимальных затрат на развитие и функционирование энергосистемы (включая оценку ущерба от недоотпуска энергии) при максимально возможном удовлетворении спроса потребителей.

Математическая формулировка задачи (в обобщенном виде в статической постановке) выглядит следующим образом.

Требуется определить: X – скорректированные мощности энергетического оборудования (установленные мощности генерирующего оборудования и пропускные способности основных линий электропередач на конец расчетного периода) заданной рациональной стратегии развития энергосистемы; Z – энергетические мощности дополнительных корректирующих мероприятий (объекты генерации и электрических сетей), D – зависящий от X и Z недоотпуск энергии потребителям, обеспечивающие минимум затрат на развитие и функционирование энергосистемы и ущерба от недоотпуска энергии

$$\min \{3(X, Z, R(X,Z)) + 3(D)\}, \quad (3.53)$$

где первое слагаемое – затраты на развитие и функционирование энергосистемы, второе – ущерб от недоотпуска энергии при:

покрытии спроса потребителей на энергию

$$\mathcal{E}(R(X,Z)) + D = \mathcal{E}_{\text{стр}} + d\mathcal{E}, \quad (3.54)$$

где $\mathcal{E}(R(X,Z))$ – выработка энергии, $\mathcal{E}_{\text{стр}}$ – заданное в рациональной стратегии потребление энергии, $d\mathcal{E}$ – изменение потребления в результате реализации угрозы энергетической безопасности;

технических ограничениях на режимы использования энергетического оборудования

$$0 \leq R(X,Z) \leq R_{\text{огр}}, \quad (3.55)$$

где $R(X,Z)$ –технически допустимые мощности использования энергетических объектов (режимы работы), $R_{\text{огр}}$ – их максимальная величина;
ограничения по расходу топлива на электростанциях

$$T(R(X,Z)) \leq T_{\text{стр}}+dT, \quad (3.56)$$

где $T(Y(X,Z))$ – годовой расход топлива, $T_{\text{стр}}$ – ограничения на использование топлива в рациональной стратегии, dT – изменения в допустимом расходе топлива в результате реализации угрозы;

условиях сохранения в основном направлений развития рациональной стратегии

$$X_{\text{стр}}-dX \leq X \leq X_{\text{стр}}+dX, \quad (3.57)$$

где $X_{\text{стр}}$ – мощности энергетических объектов рациональной стратегии, dX – допустимые по временным, финансовым и техническим условиям изменения мощностей энергетических объектов стратегии;

ограничения на мощности корректирующих мероприятий

$$Z \leq Z_{\text{огр}} \quad (3.58)$$

где $Z_{\text{огр}}$ – предельные мощности корректирующих мероприятий
и ограничения на неотрицательность переменных

$$(X, Z, D) \geq 0. \quad (3.59)$$

В расчетах реальных электроэнергетических систем эта математическая модель принимает более развернутую форму вследствие необходимости учета территориального аспекта, условий неравномерности потребления энергии в суточном, недельном и годовом разрезах, технических условий реализации межсистемных эффектов при функционировании и развитии больших интегрированных энергосистем.

Решение этой задачи позволяет выявить как узкие места энергосистемы, так и ее адаптационные возможности– способность противостоять крупным возмущениям.

Вторая задача связана с рациональным выбором корректирующих мероприятий, обеспечивающих максимальное снижение негативных последствий реализации возможных угроз.

В отличие от первой задачи, рассматривается не одна угроза, а множество S всех потенциально опасных угроз энергетической безопасности. Целью решения задачи является выбор таких корректирующих мероприятий, которые были бы в некотором смысле оптимальны на всем этом множестве.

Такая постановка задачи весьма близка к рассмотренным ранее (см. п. 1.4) постановкам задач принятия решений в условиях неопределенности исходной информации. В частности, возможно использование платежной матрицы, соответствующих критериев оптимальности и т.д.

Специфика рассматриваемой задачи обеспечения энергетической безопасности заключается в выборе «состояний природы» и «корректирующих меро-

приятый», соответствующих сути задачи, т.е. множеству потенциальных угроз энергетической безопасности, набору возможных превентивных мер ее обеспечения и т.д. В методическом же плане эти две задачи могут быть идентичными.

Формально задача заключается в формировании платежной матрицы и выборе на ее основе таких мероприятий (X, Z) , которые соответствуют минимуму некоторой критериальной функции $F(X, Z, S)$.

Элементы платежной матрицы (для k -го мероприятия и s -го сочетания условий) в нашем случае определяются решением ряда оптимизационных задач следующего вида

$$\min F_{ks} = 3(X_k, Z_k, Y, V_s) + 3(D_k, V_s), \quad (3.60)$$

$$Q(X_k, Z_k, Y, V_s) \geq 0. \quad (3.61)$$

Здесь: функционал (3.60) – приведенные затраты на развитие энергосистемы включая ущерб от недоотпуска электроэнергии; X_k, Z_k – заданные оцениваемые мероприятия по обеспечению энергетической безопасности; D_k – зависящий от них недоотпуск электроэнергии; V_s – заданное s -е сочетание условий развития энергосистемы, соответствующее s -й угрозе энергетической безопасности; Y – оптимизируемые подстроечные мероприятия, обеспечивающие адаптацию заданных мероприятий под заданные условия; Q – вектор ограничений, определяющих s -е сочетание условий (обеспечение покрытия электрической нагрузки, технические ограничения на режимы работы генерирующего оборудования, балансы топлива и т.д.);

В состав оцениваемых вариантов мероприятий X_k, Z_k могут включаться и локально оптимальные мероприятия, получаемые в результате решения ряда задач (3.53) – (3.59) для различных угроз энергетической безопасности.

В качестве подстроечных мероприятий, обеспечивающих «подстройку» решения к возможным условиям в этой задаче, следует рассматривать в первую очередь режимы использования электростанций, перетоки мощности и электроэнергии по линиям электропередачи и другие мероприятия, сроки реализации которых меньше основных мероприятий (X_k, Z_k) по обеспечению энергетической безопасности.

Выбор рациональных мероприятий из набора $\{(X_k, Z_k), k=1, \dots, K\}$, где K – число рассматриваемых угроз энергетической безопасности, может определяться различными критериями принятия решений в условиях неопределенности, в частности критерием Лапласа или средних затрат

$$\min \sum_{ks} F_{ks} \quad (3.62)$$

В случае принятия решений на основе неформального экспертного анализа важна количественная оценка приоритетности различных мероприятий по обеспечению энергетической безопасности. В качестве такой оценки можно использовать удельные инвестиции u_k на проведение мероприятия на единицу снижения недоотпуска электроэнергии в результате проведения такого мероприятия:

$$u_k = \frac{I_k}{D_{\max} - D_k}. \quad (3.63)$$

Здесь I_k – инвестиции на реализацию k -го мероприятия; D_{\max} – суммарный недоотпуск электроэнергии в случае отсутствия проведения каких либо специальных мероприятий обеспечения энергетической безопасности; D_k - недоотпуск электроэнергии при реализации k -го мероприятия. Для определения численных значений параметров в этой формуле требуется решение первой задачи (3.53) – (3.59), описанной в настоящем параграфе.

Мероприятия с меньшими значениями u_k дают больший эффект для потребителей энергии на единицу вложенных средств.

3.5.2. Пример анализа энергетической безопасности России

Ниже приводится иллюстративный пример исследования долговременных критических ситуаций в Единой электроэнергетической системе России и обоснования мер по обеспечению электроэнергетической безопасности страны.

Исследование долговременных критических ситуаций в ЕЭС России. Приведенные ниже результаты расчетов носят иллюстративный характер и служат количественной иллюстрацией изложенной методики. Рассматривается первая задача из двух описанных выше задач. Численные расчеты выполнялись на модели СОЮЗ.

В качестве расчетного периода принимался на перспективу 10 лет относительно исходного года. Исходная информация по уровням электропотребления и структуре генерирующих мощностей (Стратегия развития ЕЭС) принята по проектным проработкам.

Расчетная схема ЕЭС России в модели представлена шестью узлами, соответствующими объединенным электроэнергетическим системам (ОЭС) (см. рис. 3.13). На рисунке приведены существующие и максимальные перспективные пропускные способности межсистемных электрических связей.

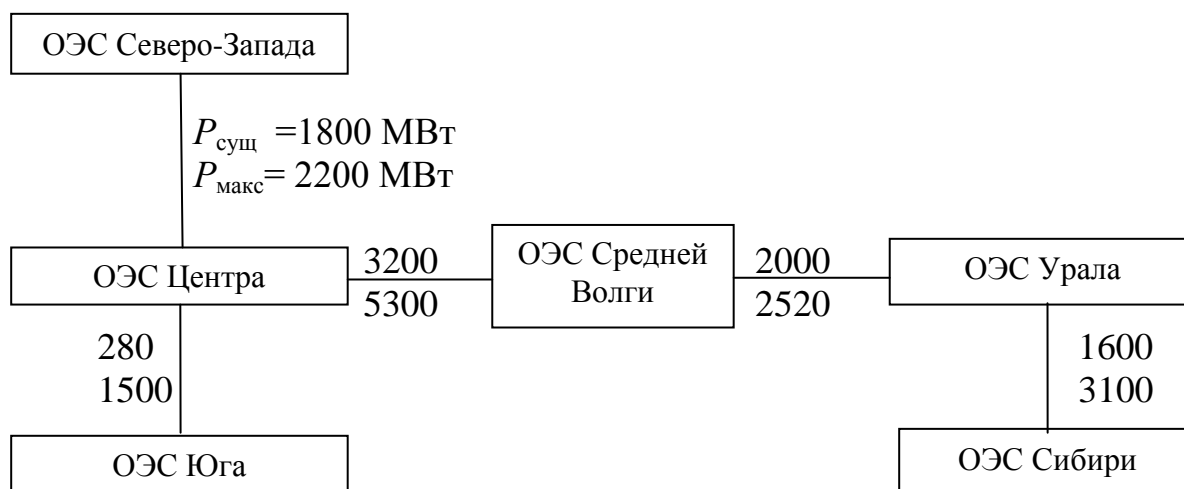


Рис. 3.15. Расчетная схема ЕЭС России

Неравномерность электропотребления моделировалась заданием трех характерных суточных графиков нагрузки в течение года: зимних рабочих и выходных, и летних рабочих суток.

Выделено несколько групп расчетных сценариев, которые отражают серьезные возмущения, влияющие на развитие ЕЭС России при реализации некоторых угроз энергетической безопасности.

1. Первая группа отражает возможные последствия от разных условий развития атомной энергетики РФ и включает:

- вариант вывода из эксплуатации «ненадежных» и устаревших энергоблоков типа ВВЭР и всех блоков типа РБМК (сценарий 1);
- мораторий на развитие атомной энергетики и, как следствие, вывод из работы всех атомных электростанций (сценарий 2);

2. Во второй группе рассматриваются последствия от возможного кризиса в развитии газовой промышленности:

- сценарий полного запрета на использование природного газа на всех КЭС России (сценарий 3).

3. Третья группа сценариев учитывает ограничения на развитие генерирующих мощностей по условиям энергомашиностроения:

- состояние ЕЭС на начало расчетного периода, без вводов и демонтажа генерирующего оборудования до конца расчетного периода, но с учетом роста потребности в электроэнергии (сценарий 4);
- демонтаж оборудования электростанций, достигшего предельного срока службы в 40 лет, и вводы, соответствующие некоторому «базовому» варианту Энергосетьпроекта (сценарий 5); в качестве дополнительного для анализа рассчитывался и оптимизационный подвариант, в котором вводы на КЭС не фиксировались, а оптимизировались.

4. Особо рассматривался сценарий (номер 6) развития при изолированной работе всех ОЭС, входящих в ЕЭС России. При этом структура генерирующих мощностей соответствовала "базовому" сценарию, а межсистемные ЛЭП были отключены во всех режимах.

5. В отдельную группу из трех сценариев были выделены сценарии, в которых учитывались условия работы ЕЭС при вероятности наступления маловодья в конце расчетного периода на ГЭС:

- Ангаро-Енисейского каскада в Сибири (сценарий 7);
- Волжско-Камского каскада в ОЭС Центра и Урала (сценарий 8);
- на Северном Кавказе и в ОЭС Северо-Запада (сценарий 9).

Во всех этих сценариях выработка электроэнергии остальных ГЭС соответствовала условиям средней водности.

В качестве корректирующих мероприятий рассматривались изменения вводов генерирующих мощностей «базового» варианта (Стратегии развития ЕЭС), режимов работы электростанций, перетоков мощности и электроэнергии по межсистемным связям.

Для определения дефицитов мощности и электроэнергии в математическую модель ЕЭС в структуру мощностей всех ОЭС введена фиктивная «под-

строечная» электростанция неограниченной мощности с технико-экономическими показателями, позволяющими ей работать в любой зоне графика электрической нагрузки. Стоимостные показатели этих электростанций и топлива для них приняты одинаковыми для всех ОЭС и заведомо высокими, чтобы обеспечить их неконкурентоспособность с остальными видами генерирующего оборудования.

Основные результаты расчетов представлены ниже в табл. 3.13 и иллюстрируются на рис. 3.16.

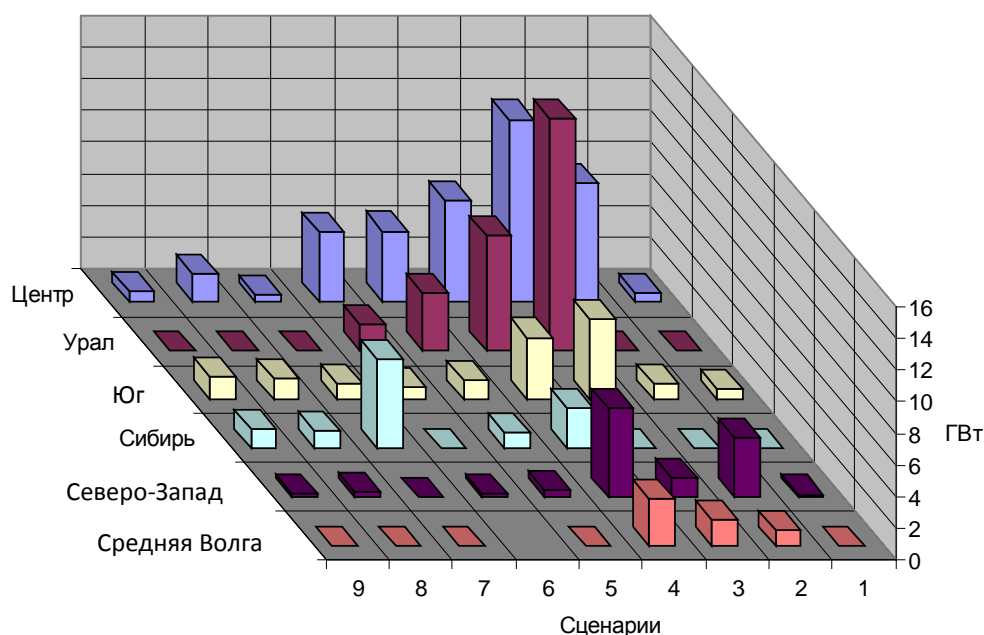


Рис. 3.16. Дефициты мощности в сценариях возмущений

Приведенные в табл. 3.13 данные следует интерпретировать как недостающие («дефицитные») мощность и электроэнергию для обеспечения нормальных (запланированных) режимов функционирования системы при реализации заданных воздействий на ЭЭС. Величина этих компенсирующих мощностей и энергии определяется тяжестью воздействий с учетом «оптимального» выбора мероприятий по их компенсации. Предполагается «полная» компенсация, обеспечивающая покрытие балансов мощности и энергии в годовом и сезонном разрезе с учетом маневренных возможностей генерирующего оборудования и ограничений по межсистемным перетокам.

Как следует из результатов расчетов (см. рис. 3.16), по степени воздействия на энергосистемы рассматриваемые возмущения делятся на группы:

- большие возмущения – снятие газа с КЭС (сценарий 3) и отсутствие вводов мощностей (сценарий 4); суммарный дефицит мощности здесь порядка 30 ГВт (15 % суммарной установленной мощности), электроэнергии – более 200 млрд кВт·ч (20 %);
- средние возмущения – мораторий на АЭС (сценарий 2), повышенный демонтаж ТЭС (сценарий 5); дефицит мощности 9–13 ГВт (5–7 %),

Таблица 3.13. Дефициты мощности N (МВт) и электроэнергии W (млн кВт·ч)

Вариант		ОЭС Северо-Запада	ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Юга	ОЭС Урала	ОЭС Сибири
Базовый	W	–	–	–	–	–	–
	N	–	–	–	–	–	–
1	W	300	1320	–	1490	–	–
	N	130	570	–	650	–	–
2	W	27630	53660	7680	2420	–	–
	N	3760	7570	950	1040	–	–
3	W	8610	90130	12170	36270	118860	–
	N	1170	11570	1590	5090	14750	–
4	W	36220	46810	23790	23670	58530	20220
	N	5600	6420	2970	3930	7320	2500
5	W	3250	16480	–	6970	28980	8150
	N	460	4512	–	1200	3690	1010
6	W	–	15030	–	1860	3500	–
	N	190	4470	–	760	1690	–
7	W	–	1750	–	2830	–	25060
	N	–	500	–	970	–	5610
8	W	800	5100	–	3160	–	5020
	N	310	1810	–	1370	–	1130
9	W	660	2480	–	3440	–	5490
	N	190	670	–	1490	–	1240

электроэнергии – 60–90 млрд. кВт·ч (6–9 %);

- малые возмущения – вариант самобаланса ОЭС (сценарий 6), сценарии с маловодьем на реках (сценарии 7, 8, 9); дефицит мощности составляет 3,5–7 ГВт (1,7–3,5 %), энергии – 12–30 млрд кВт·ч (1–3 %);

- незначительные возмущения – вывод из эксплуатации «ненадежных» АЭС (сценарий 1) с дефицитом мощности порядка 1,3 ГВт и электроэнергии 3 млрд кВт·ч (соответственно 0,6% и 0,3%).

Наибольшие воздействия рассматриваемые возмущения оказывают на следующие энергосистемы: Центра и Юга – отражаются все возмущения в наибольшей степени; Урала – то же, кроме сценариев с маловодьем; ОЭС Сибири более устойчива к рассматриваемым возмущениям, за исключением сценариев с маловодьем на ГЭС и сценария повышенного демонтажа ТЭС и отсутствия вводов ТЭС; изменения условий топливоснабжения, развития АЭС и разрыва связей между ОЭС не оказывают на нее серьезного воздействия. Особенно устойчивы к возмущениям системы Средней Волги и Северо-Запада, реагирующие лишь на крупномасштабные изменения установленных мощностей электростанций вследствие демонтажа АЭС, КЭС, отсутствия вводов на электростанциях и снятия газа с КЭС.

Пример формирования и обоснования мер по обеспечению энергетической безопасности страны. Среди множества мер по обеспечению

энергетической безопасности ниже рассматриваются превентивные меры, предназначенные для подготовки электроэнергетических систем к возможным возмущениям с большой заблаговременностью. Эти меры сводятся к тем или иным долговременным изменениям свойств ЭЭС и их структуры.

Набор возможных превентивных мер достаточно широк: дополнительное резервирование генерирующих мощностей, линий электропередачи, в системах топливоснабжения; увеличение уровня самобалансирования ЭЭС по мощности, электроэнергии и топливу; обновление энергетического оборудования с демонтажем морально и физически изношенного оборудования; диверсификация электроснабжения с расширением состава и структуры генерирующих мощностей, видов используемого топлива, увеличением объемов использования нетрадиционных видов энергоресурсов, оборудования малой мощности и др.

Наряду с мерами технического характера, важнейшее значение имеют меры экономические, правовые, организационные и др. Не все эти мероприятия могут быть оценены количественно. Ниже рассматривается ограниченный набор мер, допускающих технико-экономическую оценку последствий их реализации.

Вообще говоря, как это предусматривается изложенной выше методикой решения этой задачи, такая оценка должна производиться на всем множестве возможных последствий реализации всех угроз. Далее из описанного выше набора долговременных критических ситуаций используются две наиболее сложные и тяжелые по своим последствиям: срыв обеспечения газом КЭС в европейских районах России и мораторий на развитие ядерной энергетики с выводом из эксплуатации всех АЭС.

Для оценки мероприятий используется упрощенный вариант указанной методики. Анализ ограничивается этапом формирования платежной матрицы без окончательного выбора рациональных мероприятий. В основе анализа лежит сопоставление в критических ситуациях последствий альтернативных вариантов с проведением и без проведения рассматриваемых мероприятий по повышению энергетической безопасности ЭЭС России.

Прежде чем охарактеризовать оцениваемые мероприятия, представим картину последствий в ЭЭС при реализации названных выше критических ситуаций (без проведения специальных мероприятий).

Наиболее значительное влияние на структуру генерирующих мощностей ЭЭС оказывает ситуация с прекращением подачи газа на конденсационные электростанции. В этом случае в целом по ЭЭС выпадает 46 ГВт генерирующих мощностей, работающих на природном газе (табл. 3.14).

Балансы мощности и электроэнергии для этой ситуации приведены в табл. 3.15 и 3.16, а годовые перетоки электроэнергии – на рис. 3.17.

Строка «подстройка» в табл. 3.15, 3.16 определяет необходимые компенсирующие мероприятия для покрытия возникающих дефицитов мощности и электроэнергии в энергосистемах. Как видно из приведенных данных, суммарная величина мощности по ЭЭС этих мероприятий составляет 34 ГВт при выработке около 267 млрд кВт·ч. "Запас прочности" по мощности, заложенный в

базовом варианте, позволил скомпенсировать более 11 ГВт выбывшей мощности КЭС на газе.

Таблица 3.14. Располагаемые мощности оборудования на природном газе, МВт

Оборудование	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Урал	Сибирь	Всего
Оборудование, МВт							
Менее 100	–	831	–	1212	1036	–	3079
Блоки: 200	–	2715	–	–	4700	400	7815
300	1800	4890	–	2560	4200	–	13450
800	–	1600	–	–	10400	–	12000
1200	–	1200	–	–	–	–	1200
ПГУ	–	1750	2610	2195	450	–	7005
ГТУ	32	832	–	36	492	12	1404
Итого	1832	13818	2610	6003	21278	412	45953

Таблица 3.15. Балансы мощности ОЭС в час совмещенного максимума, ГВт (ситуация отсутствия газа на КЭС)

Показатель	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Урал	Сибирь	Всего
Потребность							
Нагрузка	14,6	54,0	17,5	12,2	41,8	34,3	174,4
Выдача мощности	–	–	3,1	–	–	3,4	6,5
Резерв мощности	2,9	7,1	2,9	1,0	8,8	4,4	23,1
Итого потребность	17,5	61,1	23,5	13,2	46,6	42,1	204,0
Покрытие							
Установленная мощность	16,0	47,8	21,9	8,6	29,2	48,1	171,6
Неиспользованная на ГЭС	–	–	–	–	–	3,4	3,4
Располагаемая мощность:	16,0	47,8	21,9	8,6	29,2	44,7	168,2
в том числе: ГЭС, ГАЭС	3,1	4,8	4,5	3,0	1,7	19,0	36,1
КЭС	0,7	4,1	0,5	3,2	10,8	8,9	28,2
ТЭЦ	7,1	29,9	12,9	2,4	15,1	16,8	84,2
АЭС	5,1	9,0	4,0	–	1,6	–	19,7
Подстройка	1,2	11,6	1,6	5,1	14,8	–	34,3
Получение мощности	0,3	2,6	–	0,4	2,7	–	6,0
Итого покрытие	17,5	62,0	23,5	14,6	46,7	44,7	208,5
Избыток(+), дефицит (–)	–	+0,9	–	+0,9	+0,1	+2,6	+4,5

Наибольшие последствия наступления этой критической ситуации имеют место в ОЭС Урала, где требуются дополнительные вводы почти 15 ГВт компенсирующих мощностей с выработкой до 119 млрд кВт·ч. Такой результат объясняется большими объемами генерирующего оборудования на природном газе в этой системе. ОЭС Урала из избыточной энергосистемы (базовый вариант) превращается в дефицитную (см. рис. 3.17.). Увеличение выдачи из ОЭС Сибири за счет роста выработки на ТЭС и снижения неиспользуемой мощности

Таблица 3.16. Балансы электроэнергии ОЭС, млрд кВт·ч (ситуация отсутствия газа на КЭС)

Показатель	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Урал	Сибирь	Всего
Потребность							
Электропотребление	90,3	325,0	112,4	79,8	287,1	242,4	1137,0
Выдача энергии	2,4	5,5	11,2	1,8	4,8	10,6	36,3
Заряд ГАЭС	–	0,9	–	–	–	–	0,9
Итого потребность	92,7	331,4	123,6	81,6	291,9	253,0	1174,2
Покрытие							
Получение энергии	2,9	8,9	2,4	5,5	12,2	1,6	33,5
Выработка энергии	81,2	232,3	108,5	39,9	160,8	251,4	874,1
в том числе: ГЭС, ГАЭС	12,8	14,1	18,6	7,2	4,8	114,4	171,9
КЭС	4,8	27,6	3,6	21,3	70,8	59,1	187,2
ТЭЦ	31,6	134,5	61,0	11,4	75,2	77,9	391,6
АЭС	32,0	56,1	25,3	–	10,0	–	123,4
Подстройка	8,6	90,2	12,7	36,2	118,9	–	266,6
Итого покрытие	92,7	331,4	123,6	81,6	291,9	253,0	1174,2

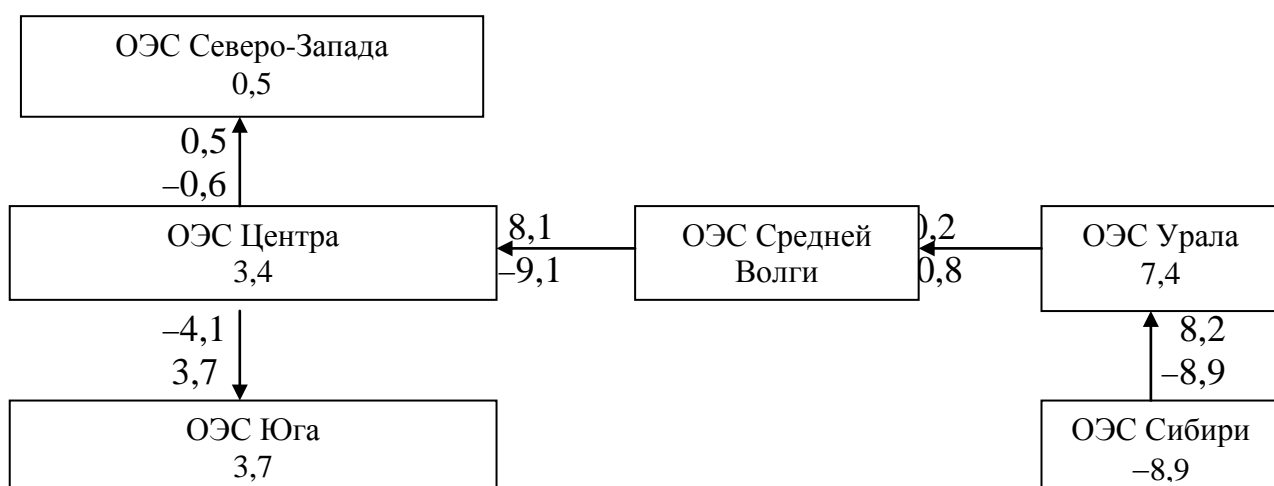


Рис. 3.17. Годовые перетоки электроэнергии, млрд кВт·ч (ситуация отсутствия газа на КЭС)

ГЭС в зимний период полностью используется на Урале. Остальной дефицит может компенсироваться только дополнительными вводами «подстроечных» мощностей; передача электроэнергии из ОЭС Волги на Урал невозможна из-за дефицитности западных систем.

В ОЭС Центра также складывается сложная ситуация. Необходимо компенсировать выбытие более 13,8 ГВт мощностей газовых КЭС. Для этого потребовалось уменьшить выдачу энергии на Юг и ввести дополнительно 11,6 ГВт компенсирующих мощностей.

Не очень большая (5,1 ГВт), но относительно высокая для системы (почти 35 % суммарной установленной мощности) величина компенсирующих мощностей нужна для ОЭС Юга. Дефицит в ней, из-за выбытия 6 ГВт генерирующих мощностей, усиливается недополучением энергии из Центра (почти 1,2 млрд кВт·ч).

Наименьшее влияние «снятие» газа с КЭС оказывает на системы Северо-Запада и Средней Волги.

Наступление рассматриваемой чрезвычайной ситуации не сказывается на структуре ОЭС Сибири из-за большой избыточности этой системы как по мощности, так и по энергии.

Последствия введения моратория на атомные электростанции для структуры ЕЭС также весьма значительны. В табл. 3.17 приведены мощности АЭС, которые необходимо компенсировать в случае их выбытия из энергетического баланса.

Таблица 3.17. Мощности АЭС, которые необходимо компенсировать

Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Урал	Сибирь	Всего ЕЭС
5060	8962	4040	–	1600	–	19662

Результаты расчетов показывают, что для этого требуется 13,3 ГВт генерирующих мощностей при выработке 91,3 млрд кВтч в год. Это меньше, чем выводимая мощность АЭС. За счет организации межсистемных перетоков электроэнергии, снижения неиспользуемой мощности ГЭС и увеличения выработки на тепловых электростанциях удалось компенсировать часть выбывающих мощностей.

Общая картина, когда основные энергетические потоки направлены с Востока на Запад сохраняется. Почти в 2 раза увеличивается энергоотдача ОЭС Сибири. Но этот прирост целиком остается на Урале, поэтому дополнительных мощностей здесь не требуется.

В табл. 3.18 и 3.19 приведены балансы мощности и энергии для этой ситуации. На рис. 3.18 показаны годовые перетоки электроэнергии между системами.

Для компенсации возникающего дефицита, требуется улучшить режимы использования ГЭС и увеличить выработку на ТЭС Средней Волги. Однако потребности западных энергосистем покрываются этим не полностью, несмотря на дополнительные «подстроечные» вводы на Волге. Фактически эта система становится дефицитной. Основную функцию – обеспечение покрытия переменной части графиков нагрузки европейской части ЕЭС – ОЭС Средней Волги выполняет при поддержке передачи мощности от сибирских электростанций транзитом через Урал.

Значительно изменяются функции ОЭС Юга. В ней вводятся подстроечные мероприятия, компенсирующие не только собственный недостаток мощностей, который ранее покрывался из Центра, но частично и дефициты других западных систем.

Таблица 3.18. Балансы мощности ОЭС в час совмещенного максимума, ГВт
(мораторий на АЭС)

Показатель	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Урал	Сибирь	Всего
Потребность							
Нагрузка	14,6	54,0	17,5	12,2	41,8	34,3	174,4
Выдача мощности	0,3	–	1,5	–	–	3,3	5,1
Резерв мощности	1,5	7,3	2,4	2,3	8,5	4,4	26,4
Итого потребность	16,4	61,3	21,4	14,5	50,3	42,0	205,9
Покрытие							
Установленная мощность	12,7	52,6	20,5	14,6	48,8	48,5	197,7
Неиспользованная на ГЭС	–	–	–	–	–	5,3	5,3
Располагаемая мощность:	12,7	52,6	20,5	14,6	48,8	43,2	192,4
в том числе: ГЭС, ГАЭС	3,1	4,8	4,5	3,0	1,7	17,1	34,2
КЭС	2,5	17,9	3,1	9,2	32,0	9,3	74,0
ТЭЦ	7,1	29,9	12,9	2,4	15,1	16,8	84,2
АЭС	–	–	–	–	–	–	–
Подстройка	3,8	7,6	0,9	1,0	–	–	13,3
Получение мощности	–	2,9	–	–	1,6	–	4,5
Итого покрытие	16,5	63,1	21,4	15,6	50,4	43,2	210,2
Избыток(+), дефицит (–)	+0,1	+1,8	–	+1,1	+0,1	+1,2	+4,3

Таблица 3.19. Балансы электроэнергии ОЭС, млрд кВт·ч (мораторий на АЭС)

Показатель	Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Урал	Сибирь	Всего
Потребность							
Электропотребление	90,3	325,0	112,4	79,8	287,1	242,4	1137,0
Выдача энергии	1,9	2,5	4,5	4,0	6,3	10,3	29,5
Заряд ГАЭС	–	0,3	–	–	–	–	0,3
Итого потребность	92,2	327,8	116,9	83,8	293,4	252,7	1166,8
Покрытие							
Получение энергии	3,0	10,2	6,7	1,5	5,3	0,6	27,3
Выработка энергии	61,6	264,0	102,5	79,9	288,1	252,1	1048,2
в том числе: ГЭС, ГАЭС	12,8	13,7	18,6	7,2	4,8	114,4	171,5
КЭС	17,0	115,5	21,1	61,6	210,8	61,9	487,9
ТЭЦ	31,8	134,8	62,8	11,1	72,5	75,8	388,8
АЭС	–	–	–	–	–	–	–
Подстройка	27,6	53,6	7,7	2,4	–	–	91,3
Итого покрытие	92,2	327,8	116,9	83,8	293,4	252,7	1166,8

Большое влияние рассматриваемое возмущение оказывает на структуру электростанций в ОЭС Центра. Нужна компенсация почти 9 ГВт мощностей АЭС при снижении приема из ОЭС Средней Волги. Помимо дополнительного ввода компенсирующих мощностей, необходимо обеспечить еще и перетоки мощности в ОЭС Северо-Запада.

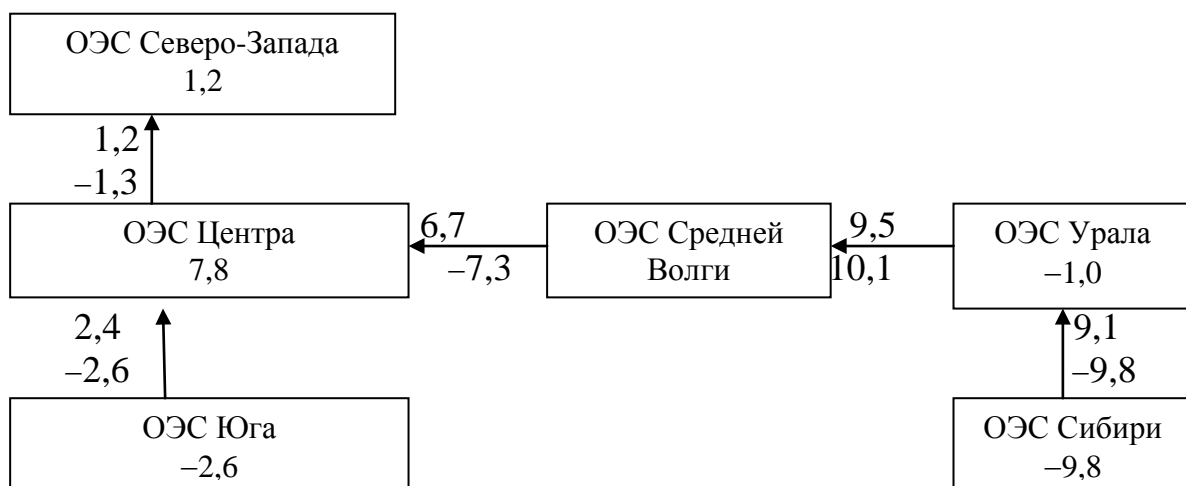


Рис. 3.18. Годовые перетоки электроэнергии, млрд кВт·ч (мораторий на АЭС)

Наиболее серьезно вывод из работы АЭС отразится на ОЭС Северо-Запада. Для его компенсации требуется ввод 3,8 ГВт мощности с выработкой 27,6 млрд кВт·ч. Несмотря на это, более 1 млрд кВт·ч приходится принимать из ОЭС Центра, обеспечивая при этом реверсивные потоки мощности для нормализации режимов ТЭС в европейских районах.

В силу избыточности структура ОЭС Сибири не требует изменений в рассматриваемой ситуации.

Рассматриваемые мероприятия по повышению энергетической безопасности носят долгосрочный характер и содержат дополнительные меры, связанные с изменением структуры генерирующих мощностей и схемы межсистемных электрических связей.

Анализируются следующие мероприятия:

1. Усиление схемы линий электропередачи ЕЭС России. Предполагается восстановление ЛЭП 1150 кВ с продлением ее трассы в направлении от ОЭС Урала через ОЭС Средней Волги к ОЭС Центра, с доведением пропускных способностей межсистемных связей в сечениях Сибирь – Урал и Урал – Средняя Волга до 7–8 ГВт. Для анализа последствий этих мер рассчитаны два варианта для условий срыва поставок газа (сценарий 1) и моратория на АЭС (сценарий 2).

2. Замена предусматриваемых вводов в европейских системах (включая Урал) КЭС на газе на угольные КЭС. Размещение угольных КЭС по ОЭС предполагается таким же, как для замещаемых газовых электростанций в базовом варианте. Суммарный объем замещаемых мощностей составляет к 2010 г. 11,3 ГВт. Этому мероприятию соответствует расчетный сценарий (номер 3) для условий снятия газа с КЭС.

3. Вводы дополнительных генерирующих мощностей на угольных КЭС, в объемах, обеспечивающих нормальную работу всех ОЭС при полном разрыве межсистемных электрических связей между объединенными системами. Мощность дополнительно вводимых электростанций составляет 7,1 ГВт, в том числе 4,5 ГВт в ОЭС Центра, 0,8 ГВт на Северном Кавказе, 1,7 ГВт в ОЭС Урала и 0,2

ГВт на Северо-Западе. Расчетные сценарии 4 и 5 описывают последствия этих мероприятий при отсутствии газа на КЭС и моратории на АЭС.

4. Дополнительный вывод из эксплуатации конденсационных электростанций с увеличением его объемов сверх базового варианта до величины, соответствующей предельному сроку службы оборудования в 40 лет. Предполагается консервация этих дополнительно выводимых мощностей с возможностью восстановления их работоспособности в случае необходимости. На величину дополнительно выводимых из эксплуатации мощностей предусматривается ввод новых КЭС на угле с размещением их в тех же ОЭС. Общий объем этих вводов показан в табл. 3.20. Результатам реализации этих мероприятий соответствуют расчетные сценарии 6 и 7 для условий снятия газа с КЭС и моратория на АЭС.

Таблица 3.20. Дополнительные вводы КЭС на угле, ГВт

Северо-Запад	Центр	Средняя Волга	Юг	Урал	Сибирь	Всего ЕЭС
0,6	3,0	–	2,1	5,0	3,6	14,3

Весь состав расчетных сценариев показан в табл. 3.21.

Таблица 3.21. Состав расчетных сценариев

Мероприятия	Усиление схемы ЛЭП	Вводы КЭС на угле	Вводы под «самобаланс»	Консервация КЭС
Срыв поставок газа на КЭС	1	3	4	6
Мораторий на АЭС	2		5	7

В табл. 3.22 приведены основные результаты расчетов сценариев на модели СОЮЗ: компенсирующие мощности и выработка электроэнергии по ОЭС, требуемые для обеспечения нормальной работы энергосистем после проведения указанных мероприятий для рассматриваемых критических ситуаций.

Усиление схемы межсистемных ЛЭП (мероприятие 1), как это следует из табл. 3.22 и 3.23, позволяет снизить компенсирующую мощность и электроэнергию по системе в целом в следующих размерах.

В обоих расчетных сценариях (1 и 2) оптимизировалось увеличение пропускных способностей в сечениях Сибирь – Урал, Средняя Волга – Урал (с ограничением не выше 6 ГВт) и Средняя Волга – Центр (без ограничений). В результате требуемые пропускные способности в первых двух сечениях составили 6 ГВт, в сечении Средняя Волга – Центр – 6,1–6,3 ГВт.

В условиях снятия газа с КЭС (вариант 1) дополнительное развитие линий электропередачи позволило:

- снизить (на 3,5 ГВт) неиспользованную в балансе мощность сибирских ГЭС с передачей дополнительной мощности этих ГЭС в европейские энергосистемы России;

Таблица 3.22. Компенсирующие мощность и выработка электроэнергии

Показатель	Вариант						
	1	2	3	4	5	6	7
Мощность, ГВт							
Юг	4,4	-	3,5	4,6	0,5	4,2	-
Северо-Запад	1,4	3,8	1,0	0,8	3,5	0,6	2,9
Средняя Волга	4,5	2,1	-	1,1	0,2	1,3	-
Сибирь	-	-	-	-	-	-	-
Урал	13,6	0,2	9,8	13,4	-	10,2	-
Центр	9,5	5,3	9,6	8,6	4,6	9,2	-
Всего	33,4	11,5	23,9	28,6	8,8	25,5	5,5 8,4
Выработка, млрд кВтч							
Юг	33,8	-	21,4	31,9	1,1	24,9	-
Северо-Запад	10,9	30,3	7,6	5,9	25,3	4,4	21,4
Средняя Волга	35,3	16,2	-	9,0	0,7	101,1	-
Сибирь	-	-	-	-	-	-	-
Урал	109,2	1,8	78,3	108,2	-	69,0	-
Центр	74,6	40,5	72,7	65,5	21,4	69,0	-
Всего	263,8	88,7	180,	220,4	48,6	177,3	28,3 49,6

Таблица 3.23. Эффект усиления межсистемных связей

Снижение уровня компенсации	Ситуация	
	Нет газа на КЭС	Мораторий АЭС
Мощность, ГВт	0,7	1,8
Электроэнергия, млрд кВт·ч	2,8	2,7

• уменьшить общий уровень недостающей мощности и электроэнергии на 0,7 ГВт и 2,8 млрд кВт·ч; это снижение произошло в системах с наибольшими дефицитами в рассматриваемой ситуации (Урал – на 1,2 ГВт, Центр на 2,0 ГВт, Юг – 0,6 ГВт), перераспределение «компенсирующих» мощностей и электроэнергии по ОЭС привело к их выравниванию по ОЭС.

В ситуации моратория на АЭС (сценарий 2) развитие электрических связей обеспечило еще большее вовлечение мощностей сибирских ГЭС в балансы мощности (на 3,5 ГВт) и, за счет изменения режимов работы генерирующего оборудования и перераспределения «компенсирующих» мощностей, снижение уровня недостающей мощности по ЕЭС на 2,8 ГВт. Большой, чем в сценарии 1, эффект объясняется большими адаптационными возможностями системы вследствие большей маневренности генерирующего оборудования из-за отсутствия в структуре системы атомных электростанций.

Снижение недостающей выработки электроэнергии в обоих сценариях невелико и практически одинаково (2,7–2,8 млрд кВт·ч в год) и обусловлено соответствующим увеличением выработки в основном на ТЭЦ.

Замена вводов мощностей газо-мазутных КЭС на вводы угольных КЭС (мероприятие 2) в ситуации со снятием газа с КЭС (сценарий 3) эквива-

лентно увеличению мощностей КЭС в системе на 11,3 ГВт. Размещение вводимых мощностей по ОЭС в этой ситуации почти соответствует распределению «подстроечных» мощностей, компенсирующих недостаток мощности в системах. Это позволило существенно снизить недостатки мощности в системе и электроэнергии суммарно по ЕЭС соответственно на 10,2 ГВт и 86,5 млрд кВт·ч в год. Это снижение произошло в местах наибольшего дефицита мощностей: ОЭС Урала – мощностью несколько большей, чем вводы КЭС; Центра – в соответствии с вводами; Средней Волги – полная компенсация нехватки мощности и Юга – частичная компенсация.

В ситуации с мораторием на АЭС замена топлива на вводимых КЭС без изменения их установленных мощностей не должна приводить к существенным изменениям и не дает положительного эффекта, поэтому эта ситуация на рассматривалась.

Реализация **третьего мероприятия («самобалансирующие» вводы ЕЭС)** предполагает дополнительные вводы 7,1 ГВт мощностей КЭС на угле.

В результате снятия газа с КЭС (сценарий 4) проведение этих мер обеспечивает снижение недостатка мощности в системе в целом на 5,6 ГВт; снижение по ОЭС примерно пропорционально дополнительным вводам мощностей. Поскольку распределение этих вводов (максимум в ОЭС Центра 4,5 ГВт, затем на Урале – 1,7 ГВт и в других ОЭС) не соответствует размещению по ОЭС «компенсирующих» мощностей (наибольший ввод 14,7 ГВт на Урале, затем 11,6 ГВт в Центре и менее в других ОЭС); то ОЭС Урала остается с большим недостатком мощностей.

В другой кризисной ситуации, при моратории на АЭС (сценарий 5), влияющем только на европейские районы России, ситуация обратная: дополнительные вводы на Урале (1,7 ГВт) становятся ненужными. В результате суммарное снижение недостатка генерирующих мощностей в системе составляет только 4,6 ГВт, распределение этого снижения по ОЭС, за исключением ОЭС Урала, близко к распределению в ситуации «снятия газа с КЭС».

Аналогичная картина имеет место и для ликвидации недовыработки электроэнергии в результате реализации этого мероприятия в двух рассматриваемых критических ситуациях – снижение недовыработки соответственно на 46, 2 и 42,8 млрд кВт·ч в год.

Последнее оцениваемое мероприятие – увеличенный вывод из эксплуатации КЭС с их консервацией эквивалентно увеличению установленных мощностей ЕЭС на 14,3 ГВт с размещением их большей частью в восточных районах системы: на Урале (5,0 ГВт), в Сибири (3,6 ГВт) и в меньшей степени в ОЭС Центра (3,1 ГВт), Юга (2,1 ГВт) и Северо-Запада (0,6 ГВт).

Для условий отсутствия газа на КЭС (сценарий 6) размещение дополнительных мощностей по ОЭС близко к распределению «подстроечных» мощностей, ликвидирующих нехватку мощности, за исключением ОЭС Сибири, где дефицита мощности нет и новые мощности избыточны. Это позволило снизить нехватку мощности в системе в целом на 8,7 ГВт, с территориальным размеще-

нием этого снижения, соответствующим вводам дополнительных мощностей (за исключением ОЭС Сибири).

В ситуации с мораторием на АЭС (сценарий 7) дефицитов мощности нет не только в Сибири, но и на Урале. Поэтому размещение дополнительной мощности в этих системах избыточно и не дает эффекта при полной загрузке межсистемной связи в сечении Средняя Волга – Урал. Суммарное снижение нехватки мощностей в системе в связи с этим оказывается ниже – 4,9 ГВт, что тем не менее позволяет полностью снять дефициты мощности в ОЭС Средней Волги, нехватка мощностей остается лишь в ОЭС Центра (5,5 ГВт) и Северо-Запада (2,9 ГВт).

Снижение недовыработки электроэнергии в результате реализации этого мероприятия составляет 89,3 и 41,8 млрд кВт·ч для ситуаций «снятия газа» с КЭС и моратория на АЭС соответственно.

Анализ всех выполненных расчетов показывает, что оцениваемые мероприятия существенно различаются по уровню затрат на их реализацию, масштабам потенциально возможных компенсаций недостатка мощностей и выработки электроэнергии, объемам реальных компенсаций в разных критических ситуациях, структурой и территориальным размещением получаемых энергетических эффектов.

Все это при большой неопределенности условий развития ЕЭС значительно затрудняет выбор рациональных мероприятий по повышению энергетической безопасности страны.

По объему затрат на реализацию оцениваемых мероприятий их можно классифицировать следующим образом.

Наименьших средств требует усиление пропускных способностей межсистемных связей по направлению ОЭС Центра – Средней Волги – Урала – Сибири. Хотя это мероприятие в рассматриваемых критических ситуациях дает относительно небольшое снижение нехватки генерирующих мощностей (до 1,8 ГВт), полная загрузка ЛЭП во всех сечениях по этой трассе практически во всех расчетных сценариях свидетельствует о высокой эффективности усиления этих электрических связей.

Относительно небольших затрат (в первую очередь из-за увеличения затрат на топливо) требуется для реализации второго мероприятия – перевода всех новых вводимых КЭС на твердое топливо.

Потенциально возможный эффект (снижение нехватки мощности на 11,3 ГВт) в наибольшей степени реализуется в ситуации со «снятием» газа с КЭС; в то же время, в ситуации с мораторием на АЭС это мероприятие не дает положительного эффекта и даже увеличивает затраты на функционирование системы.

Больших прямых затрат потребует реализация третьего мероприятия – повышенного вывода из эксплуатации устаревшего генерирующего оборудования на КЭС с последующей его консервацией, поскольку предполагается ввод новых мощностей КЭС, компенсирующих это выбытие мощностей. Однако, учитывая множество положительных эффектов (снижение расхода топлива на но-

вых КЭС, уменьшение аварийности энергетического оборудования и затрат на плановые и восстановительные ремонты и др.), а также то, что затраты на сооружение новых КЭС все равно бы потребовались в будущем при последующем демонтаже оборудования, можно считать это мероприятие относительно дешевым. Реализация этих мер с потенциальным эффектом порядка 14,3 ГВт компенсирующей мощности приводит к снижению недостатка мощностей на 4,9–8,7 ГВт в рассматриваемых критических ситуациях. Требуется особое рассмотрение вопроса об ускоренном выводе из эксплуатации устаревшего оборудования КЭС в системах Урала и Сибири.

Наиболее дорогостоящим является сценарий с дополнительными вводами мощностей на КЭС, обеспечивающими нормальную работу ОЭС в условиях полного самобаланса ОЭС по электроэнергии. В то же время, при потенциальном эффекте в 7,1 ГВт снижения нехватки мощностей, он обеспечивает достаточно полное использование этого эффекта (4,6–5,6 ГВт) в рассматриваемых ситуациях.

Как следует из проведенных расчетов, ни одно из оцениваемых мероприятий само по себе не обеспечивает полной компенсации негативных последствий от наступления рассматриваемых критических ситуаций. Для этой цели требуется определенная комбинация этих и других мер. Поскольку усиление межсистемных электрических связей существенно увеличивает способность энергосистем адаптироваться к различным неопределенным внешним условиям, представляется, что развитие этих связей должно быть в списке первоочередных мероприятий.

Относительная эффективность (в МВт снижения дефицита мощности на 1000 долл. дополнительных капиталовложений) в 2–3 раза выше, чем вводы дополнительных генерирующих мощностей.

Отметим также, что адаптационная способность базового сценария развития ЕЭС, даже без специальных мероприятий по повышению энергетической безопасности, довольно велика и позволяет полностью компенсировать длительное выбытие (вследствие неблагоприятных ситуаций) генерирующих мощностей на величину порядка 5–10 ГВт с соответствующей недовыработкой электроэнергии 30–60 млрд кВт·ч в год.

3.6. Анализ системных эффектов в развитии электроэнергетики

3.6.1. Постановка задачи, методы и математические модели оценки эффективности интеграции ЭЭС

Развитие электроэнергетики в мире в XX столетии характеризовалось созданием энергосистем, формированием на их основе крупных энергообъединений, сооружением электрических связей между ними. Основными предпосылками интеграционных процессов были и остаются ограниченность и неравномерное распределение ископаемых и водных энергоресурсов, улучшение экономических показателей энергосистем, повышение качества и надежности

электроснабжения потребителей, снижение экологической нагрузки на природную среду.

Крупные межгосударственные энергообъединения созданы в Европе (ENTSO-E), в Северной Америке и Канаде. На территории бывшего СССР к концу 80-х годов было сформировалось уникальное централизованно управляемое энергообъединение – ЕЭС СССР, работавшее параллельно с энергосистемами стран Центральной Европы и Монголии в составе межгосударственного энергообъединения «Мир». В 1990-е годы в результате известных дезинтеграционных процессов это межгосударственное энергообъединение разделилось на ряд отдельных изолированно работающих энергообъединений и энергосистем. В настоящее время происходит интеграция энергосистем и создание крупных энергообъединений в Африке, Южной и Центральной Америке, Азии.

Тенденция объединения энергосистем связями переменного и постоянного тока и создания мощных государственных и межгосударственных энергообъединений определяется также повышением инфраструктурной роли электроэнергетики и энергосистем в жизни общества. Крупные территориально протяженные энергообъединения, имеющие достаточно развитую основную электрическую сеть, создают на обслуживаемой территории электроэнергетическую инфраструктуру, предоставляющую всем потребителям электроэнергию и электроэнергетические услуги равноценно, высокого качества и с высокой надежностью.

Исторически процесс формирования крупных электроэнергетических систем и объединения их в Единую энергосистему страны в России обуславливался объективными позитивными факторами. Создание ЕЭС России существенно увеличило экономичность и надежность снабжения потребителей электроэнергией.

Наличие системного эффекта не подвергается сомнению специалистами-энергетиками. Анализу различных аспектов системной эффективности электроэнергетических систем посвящено большое число публикаций (см., например, [359, 389, 390]).

Общий экономический эффект от создания ЕЭС СССР с суммарной установленной мощностью электростанций на конец 1991 г. в 288,2 млн кВт по сравнению с изолированной работой входящих в нее энергосистем характеризовался снижением капитальных вложений в электроэнергетику на величину свыше 2 млрд руб. (в ценах 1984 г.) и уменьшением эксплуатационных расходов на величину порядка 1 млрд руб. Выигрыш в снижении суммарной установленной мощности электростанций составлял около 15 млн кВт.

Системные эффекты в электроэнергетике имеют многоплановый характер. Традиционно выделяют следующие основные составляющие системных эффектов при интеграции электроэнергетических систем, имеющие технологическую основу [359].

1. “Мощностной” эффект:

- снижение потребности в установленной мощности электростанций за счет:

- совмещения максимумов нагрузки в результате разницы в пояском времени и в конфигурации графиков нагрузки;
- сокращения оперативного резерва за счет малой вероятности совпадения аварийных ситуаций в нескольких системах;
- снижения резервов для проведения плановых ремонтов за счет различий энергосистем по плотности годовых графиков нагрузки и структуре генерирующих мощностей;
- повышение гарантированной мощности ГЭС за счет увеличения суммарной гарантированной мощности вследствие асинхронности стока по разным речным бассейнам и использования многолетнего регулирования водохранилищ в интересах соседних ЭЭС;
- более полное использование вводимой мощности за счет снижения разрывов мощности и запертой мощности в крупной системе.

2. “Структурный” эффект:

- рационализация структуры энергосистем за счет :
 - использования на электростанциях дешевых, но малотранспортабельных энергетических ресурсов с передачей электроэнергии в соседние системы, вовлечения в баланс дополнительных топливно-энергетических ресурсов, в том числе возобновляемых;
 - увеличения использования пиковой и свободной мощности ГЭС в интересах объединенной энергосистемы;
 - рационального использования электростанций по экологическим условиям;
- лучшее использование энергии ГЭС в годы повышенной водности;
- возможность организации поточного строительства электростанций с использованием временных избытков мощностей в других ЭЭС;
- экономия в строительстве электрических сетей для электроснабжения районов на стыке отдельных ЭЭС.

4. «Частотный» эффект – меньшее влияние на частоту системы внезапного отключения энергоблока или потребителя, а также более стабильное поддержание уровня частоты в крупной энергосистеме по сравнению с более мелкой системой.

5. “Режимный” эффект – снижение эксплуатационных затрат за счет оптимизации режимов работы электростанций в интегрированной системе, увеличения суммарной плотности графиков нагрузки энергосистем при интеграции, большего использования дешевых видов топлива.

6. “Экологический” эффект – улучшение экологической ситуации за счет перераспределения выработки электроэнергии на электростанциях с ее снижением в местах с неблагоприятными экологическими условиями.

Наряду с перечисленными положительными системными эффектами имеют место и негативные системные эффекты. Они связаны с возможностью возникновения тяжелых каскадных системных аварий и уязвимостью по отноше-

нию к общесистемным внешним воздействиям (катастрофическим природным явлениям, таким как гололед, ураган и т.п.).

Все эти составляющие имеют объективную материальную природу. Однако в современных условиях оценка только этих составляющих представляется недостаточной.

В настоящее время в процессе функционирования и развития электроэнергетических систем участвуют многие субъекты отношений: электроэнергетические компании, органы государственного управления, потребители электроэнергии. Интересы этих субъектов и соответственно критерии оценки интересов различны. Для электроэнергетических компаний как субъектов оптового рынка электроэнергии основным критерием является прибыль. Органы государственного управления имеют в качестве критериев уровень доходности электроэнергии (поступления в бюджеты), влияние электроэнергетики на объемы промышленного производства, занятость и уровень жизни населения, уровень экологического влияния, энергетической безопасности и др. Для потребителей важны цены на электроэнергию, надежность и качество электроснабжения.

Критерии субъектов отношений могут быть противоречивыми. В частности, решения, эффективные с общегосударственной или общеэкономической точки зрения, могут быть неприемлемыми для других субъектов. Многие решения не могут быть приняты без согласования интересов всех заинтересованных сторон и достижения компромисса.

Рассмотрим основные факторы, определяющие системные эффекты для различных субъектов отношений в рыночных условиях применительно к структуре электроэнергетики в виде конкурирующих генерирующих и сбытовых компаний, сетевых компаний как естественных монополий, потребителей электроэнергии.

Заявки генерирующих компаний на поставки электроэнергии на оптовый рынок формируют функцию предложения, которая затем соотносится с функцией спроса на электроэнергию со стороны сбытовых компаний и потребителей, на основе чего определяется равновесная цена электроэнергии на оптовом рынке. С учетом упомянутого основного критерия деятельности генерирующих компаний (прибыли) в условиях конкуренции они будут снижать издержки на производство электроэнергии, в первую очередь загружая наиболее эффективные генерирующие мощности. В результате под воздействием рыночных механизмов равновесная цена электроэнергии на оптовом рынке будет снижаться. Это возможно в условиях совместной работы генерирующих компаний в системе при отсутствии сетевых ограничений, а также с учетом требований и ограничений по участию генерирующих агрегатов в покрытии графиков нагрузки, обеспечению надежности электроснабжения потребителей и качества электроэнергии.

Соотнесение этого рыночного системного эффекта с приведенными выше составляющими технических системных эффектов, показывает, что при формировании равновесной цены электроэнергии на оптовом рынке реализуются

практически все технические системные эффекты. Однако степень их реализации определяется эффективностью конкурентных рыночных механизмов. С учетом того, что в электроэнергетике идеальная конкуренция практически недостижима вследствие ограниченного числа субъектов рынка, можно ожидать, что рассмотренный рыночный системный эффект для генерирующих компаний будет меньше потенциального технического системного эффекта.

Аналогичные рыночные механизмы должны действовать при конкуренции сбытовых компаний на потребительских рынках электроэнергии, в результате чего на этом уровне могут быть реализованы дополнительные составляющие рыночного системного эффекта. Следует отметить, что имеются оценки, которые свидетельствуют о незначительной эффективности потребительских рынков в принципе [65].

Сетевые компании выполняют в рассматриваемых рыночных процессах вспомогательную роль, реализуя необходимые услуги по передаче электроэнергии от поставщиков к потребителям, обеспечению надежности электроснабжения и качества электроэнергии, тем самым способствуя увеличению рыночного системного эффекта в результате деятельности рынков электроэнергии.

Интересы потребителей, выражаемые упомянутыми выше их основными критериями, связаны с заинтересованностью в эффективном функционировании рынков электроэнергии, т.е. в максимальной реализации рыночного системного эффекта и соответственно снижении цен на электроэнергию.

Интересы органов государственного управления в определенной мере противоречивы. Например, высокая доходность электроэнергетики будет иметь место лишь при высоких прибылях электроэнергетических компаний, которые возможны при высоких ценах на электроэнергию. В то же время, эффективность промышленного производства, уровень жизни населения и другие интересы требуют снижения этих цен. Однако в целом органы государственного управления, конечно, заинтересованы в эффективном функционировании рынков электроэнергии, т.е. максимальной реализации рыночного системного эффекта.

Следует отметить, что реальный эффект от реализации мероприятий по усилению интеграции электроэнергетических систем для субъектов отношений зависит от эффективности системы организационно-экономического управления электроэнергетикой. Она в значительной мере определяет перераспределение реального эффекта по субъектам отношений и может, как способствовать, так и препятствовать реализации технических системных эффектов. Реально мировой опыт показывает, что «идеальную» конкуренцию на оптовом рынке электроэнергии организовать не удастся, часто имеет место олигополия и как результат недоиспользование рыночных системных эффектов.

На межгосударственном уровне аналогичным образом на реализацию системных эффектов влияет межгосударственная нормативно-правовая база.

Для количественной оценки системной эффективности интеграции ЭЭС необходимы соответствующие математические модели для:

- оценки отдельных системных эффектов;
- комплексной оценки потенциального интегрального эффекта, поскольку интегральный эффект не является простой суммой отдельных составляющих;
- оценки реализуемых системных эффектов для конкретных субъектов;
- оценки интегрального реализуемого эффекта на уровне экономики в целом и социальной сферы.

При оценке традиционных потенциальных системных эффектов мы имеем дело с интегрированной энергосистемой как с технически и технологически единым объектом, независимо от особенностей взаимоотношений различных субъектов при различных системах хозяйственно-экономического управления и нормативно-правовых базах. В этом смысле оценка потенциальных системных эффектов является объективной и однозначной.

Базой (уровнем отсчета) при оценке потенциальных системных эффектов интегрированной ЭЭС на определенном этапе ее развития рассматривались, в зависимости от аспекта рассмотрения, либо условия, не предусматривающие реализации эффектов (например, изолированная работа интегрируемых ЭЭС), либо существующий уровень интеграции ЭЭС.

Подходы к оценке реализуемых эффектов менее очевидны. При анализе развития интегрированной энергосистемы на далекую перспективу эти подходы, по-видимому, должны быть максимально независимыми от хозяйственно-экономических и нормативно-правовых условий. При этом целесообразно ориентироваться на такие условия, которые лучше всего способствуют максимальной реализации потенциальных эффектов для всех субъектов отношений. При рассмотрении относительно близкой перспективы необходимо учитывать сложившиеся хозяйственно-экономические и нормативно-правовые условия.

Оценка интегральной эффективности объединения энергосистем целесообразна на двух уровнях рассмотрения: электроэнергетика; экономика и социальная сфера. Смысл оценки интегральной эффективности в самой электроэнергетике заключается в том, что отдельные составляющие системной эффективности не суммируются, а в определенной мере пересекаются в интегральном эффекте. Иначе говоря, интегральный эффект меньше суммы составляющих его эффектов [359]. Необходимость оценки эффективности на уровне экономики в целом и социальной сферы обусловлена тем, что системная эффективность интеграции энергосистем проявляется не только в виде прямой экономии капитальных и эксплуатационных затрат на развитие и функционирование энергосистем, повышение надежности электроснабжения потребителей и качества электроэнергии, уменьшение экологического влияния объектов электроэнергетики и другие, но и косвенно – через повышение занятости населения, социальной стабильности, оживление отраслей экономики и т.д.

Примерами математических моделей, решающих задачи указанных выше первой и второй групп, являются модель анализа надежности многоузловой энергосистемы ЯНТАРЬ [391] и модель оптимизации развития энергосистем СОЮЗ [392]. В модели ЯНТАРЬ учтены основные факторы, формирующие потенциальные системные эффекты при функционировании интегрированной

энергосистемы – совмещение максимумов нагрузок, взаимопомощь резервами при отказах оборудования и др. В модели СОЮЗ учтены многие составляющие системной эффективности развития и функционирования энергосистем: совмещение максимумов нагрузок, уменьшение оперативного резерва, увеличение использования мощности ГЭС, снижение расхода топлива и некоторые другие. Подобные модели могут использоваться для оценки как потенциальных интегральных эффектов от действия групп составляющих, так и отдельных потенциальных системных эффектов.

Для оценки интегрального реализуемого эффекта на уровне экономики в целом и социальной сферы могут быть использованы народно-хозяйственные модели. Во многом модели этой группы требуют еще своей разработки и развития.

Математические модели оценки бюджетной эффективности, расчета изменения тарифов на электроэнергию, влияния развития ЭЭС на промышленную и бытовую сферу регионов, уровень жизни населения и другие, необходимые для оценки соответствующих эффектов, в настоящее время находятся в стадии разработки. Поэтому далее в настоящей работе для количественного анализа некоторых из этих факторов используются упрощенные расчетные модели в сочетании с экспертным анализом.

3.6.2. Количественная оценка эффективности развития ЭЭС России

3.6.2.1. Оценка эффективности развития ЭЭС России на перспективу 15 лет

Исходные предпосылки и расчетные условия. В силу многоплановости возможных эффектов от интеграции электроэнергетических систем их количественная оценка является сложной задачей. Многие составляющие эффекта не поддаются достоверной количественной оценке, для ряда других отсутствуют соответствующие математические модели и программное обеспечение.

В связи с этим ниже дана оценка лишь наиболее значимых, с нашей точки зрения, факторов, допускающих количественное измерение [359, 393]. К ним относятся:

- основные показатели “мощностного” эффекта за исключением составляющих, связанных с плановыми ремонтами оборудования и учетом асинхронности стока рек различных водных бассейнов;
- показатели “структурного” эффекта без учета экологических составляющих, эффекта от поточного строительства и строительства ЛЭП на стыке смежных энергосистем;
- “режимный” эффект.

Экологический эффект в работе не рассматривается.

“Частотный” эффект учтен в расчетах в том смысле, что отсутствуют ограничения на единичную мощность агрегатов в энергосистемах.

При анализе эффектов с точки зрения субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности, органов государственной власти и потребителей электроэнергии рассматривались изменения прибыли энергосистем, себестоимости электроэнергии, изменения прибыли потребителей электроэнергии и “бюджетный” эффект, т.е. изменения отчислений в федеральный и региональные бюджеты.

В качестве субъектов, для которых оценивалась эффективность вариантов развития ЕЭС России, приняты: энергосистемы федерального и регионального уровней (ЕЭС, ОЭС), федеральные и региональные органы власти, потребители электроэнергии. В качестве субъекта рассматривалось также народное хозяйство страны в целом при оценке потенциальных эффектов.

Базой для сравнения принимались два варианта развития ЕЭС России на перспективу:

- вариант 0, предполагающий развитие структуры генерирующих мощностей ЕЭС без развития межсистемной электрической сети с сохранением ее пропускных способностей между ОЭС на исходном уровне;
- вариант 1 с изолированными друг от друга объединенными энергосистемами с нулевыми пропускными способностями межсистемных связей.

В качестве основного оцениваемого варианта развития ЕЭС России принят вариант 3, рекомендуемый проектными организациями.

Наряду с этим рассматривался вариант с оптимизацией пропускных способностей электрических связей между объединенными энергосистемами - вариант 2 (см. табл. 3.24).

Таблица 3.24. Состав расчетных вариантов

Показатель	Вариант			
	0	1	2	3
	«сущ»	«изол»	«оптим»	«проект»
Развитие электрической сети	Без развития	Раздельная работа ОЭС	Оптимизация	Проектные предложения
Развитие генерирующих мощностей	ТЭС, АЭС, ГЭС – проектные предложения КЭС - оптимизация			

Для обеспечения возможности подстройки структуры генерирующих мощностей под различные условия развития во всех рассматриваемых вариантах предусматривалась возможность изменения вводов мощностей на конденсационных электростанциях по сравнению с предлагаемыми вводами в варианте 3. Вводы на других типах электростанций (ТЭС, АЭС и ГЭС) принимались одинаковыми.

Анализ потенциальной эффективности развития ЕЭС России. Во всех рассматриваемых вариантах при оценке комплексной эффективности ЕЭС на модели СОЮЗ, при заданных по вариантам перечисленных выше условиях, оптимизировались вводы мощностей на КЭС, режимы работы генерирующего оборудования энергосистем, выбирались оптимальные межсистемные пропуск-

ные способности (в варианте 2) и перетоки мощности и электроэнергии (в вариантах 0, 2 и 3).

В процессе расчетов моделировались суточные режимы работы ЕЭЭС для трех характерных суток: декабрьских рабочих и выходных и летних рабочих дней.

Территориально ЕЭС России представлялась в математической модели семью узлами, соответствующими ОЭС Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Востока, связанными соответствующими электрическими связями.

Пропускные способности существующих электрических связей между ОЭС, принятые в базовом варианте, приведены в табл. 3.25. Там же показаны их рекомендуемые значения на перспективу (вариант 3). В варианте 2 с оптимальным выбором пропускных способностей межсистемных связей допускалось их развитие в больших масштабах, в частности, предусматривалась возможность сооружения связи между ОЭС Сибири и Востока на напряжении 500 кВ. Во всех вариантах не учитывалась связь ОЭС Сибири с европейскими районами страны через Казахстан. Пропускная способность связи Центр – Юг определена в предположении возможности транзита электроэнергии через энергосистему Украины.

Таблица 3.25. Пропускные способности межсистемных связей, МВт

Связь	Вариант			
	0 «сущ»	1 «изол»	2 «оптим»	3 «проект»
Северо-Запад – Центр	1500	0	до 3600	2800
Центр – Юг	2400	0	до 3500	3500
Центр – Средняя Волга	3500	0	до 5000	5000
Средняя Волга – Урал	3000	0	до 5000	4500
Урал – Сибирь	0	0	до 6000	3300
Сибирь – Восток	0	0	до 900	0

Основные результаты проведенных расчетов показаны в табл. 3.26.

Анализ варианта 3 с рекомендуемым развитием межсистемной электрической сети показывает, что:

- развитие межсистемных связей эффективно: приведенные затраты на развитие и функционирование ЕЭС в этом варианте меньше по сравнению с базовым вариантом на 140 млн долл., потребность в установленной мощности электростанций ниже на 1,1 ГВт, вводы генерирующих мощностей меньше на 1,5 ГВт, экономия капиталовложений составляет около 1 млрд долл., ежегодные издержки снижаются на 10 млн долл. в год;

- эффект от развития межсистемных ЛЭП определяется главным образом “мощностным” эффектом при присоединения ОЭС Сибири к европейским системам: из-за снижения потребности в мощности ОЭС Сибири вследствие совмещения максимумов нагрузки и взаимопомощи энергосистем в аварийных си-

туациях, вводы мощностей на электростанциях Сибири снижаются на 2,7 ГВт с частичной компенсацией этого снижения вводами мощностей в ОЭС Урала, Центра и увеличением использования существующих мощностей в ОЭС Северо–Запада и Центра;

• снижение эксплуатационных затрат на 10 млн долл. в год определяется в первую очередь уменьшением постоянных ежегодных издержек на электростанциях вследствие снижения суммарной установленной мощности; топливные затраты в ЕЭС даже несколько увеличиваются относительно базисного варианта на 100 млн. долл. из-за замещения выработки электроэнергии на КЭС Сибири на дешевых канско-ачинских углях выработкой на газо-мазутных КЭС европейских районов страны (при принятых технико-экономических показателях КЭС Сибири менее эффективны, чем КЭС на газе в европейских энергосистемах).

Таблица 3.26. Основные результаты расчетов

Показатель	Определившаяся мощность	В а р и а н т			
		0	1	2	3
Располагаемая мощность, ГВт	157,0	205,6	212,5	204,6	204,5
в том числе: Северо-Запад	14,3	21,7	21,1	21,8	21,8
Центр	38,4	53,0	56,8	53,4	53,5
Юг	9,6	12,6	14,2	12,6	12,6
Средняя Волга	18,0	22,4	22,4	22,4	22,4
Урал	34,2	41,0	42,9	41,7	42,0
Сибирь	37,2	45,1	45,1	43,2	42,4
Восток	5,3	9,8	9,8	9,5	9,8
Пропускные способности, МВт					
Северо–Запад– Центр	1500	1500	0	1800	2800
Центр – Юг	2400	2400	0	1700	3500
Центр – Средняя Волга	3500	3500	0	2400	5000
Ср.Волга–Урал	3000	3000	0	2900	4500
Урал–Сибирь	0	0	0	1800	3300
Сибирь–Восток	0	0	0	500	0
Приведенные затраты, млн долл.		38880	39910	38540	38740
в том числе: электростанции		38810	39910	38370	38390
ЛЭП		70	0	170	350
Капвложения, млн долл.		36390	42150	34580	35360
в том числе электростанции		36390	42150	33880	33670
ЛЭП		0	0	700	1690
Ежегодные издержки, млн долл.		34510	34840	34400	34500
в том числе электростанции		34440	34840	34310	34350
ЛЭП		70	0	90	150
Затраты на топливо, млн долл.		13240	13320	13290	13330

Примечание: под «определившейся» мощностью здесь понимается оставшаяся в эксплуатации к концу периода существующая располагаемая мощность электростанций с учетом их демонтажа, модернизации и реконструкции

С целью оценки эффективности еще большего развития межсистемных электрических связей, включая возможный эффект от присоединения ОЭС Востока к ЕЭС России, проведен расчет оптимизационного варианта 2.

Из результатов расчета следует, что:

- в целом этот вариант эффективнее варианта 3: экономия приведенных затрат выше, чем в варианте 3, в 2,5 раза (332 млн долл.), капиталовложения в ЛЭП меньше на 1 млрд долл. при незначительном увеличении капиталовложений в электростанции на 210 млн долл., ниже ежегодные издержки и затраты на топливо;

- сооружение электрической связи ОЭС Востока с ОЭС Сибири может быть эффективно, выбранное значение пропускной способности составляет около 500 МВт;

- большее развитие межсистемных линий электропередач в европейских районах России (за исключением сечения Северо-Запад – Центр) при принятых условиях не дает эффекта;

- эффективно усиление связей Северо-Запад - Центр и Урал – Сибирь, однако в меньших масштабах, чем это предполагалось;

- требуется обеспечение пропускной способности связи Юг – Центр порядка 1700 МВт, что, при возможном ограничении транзита Центр – Украина - Кавказ, может потребовать усиления прямой связи Центр – Юг.

Таким образом, анализ вариантов 2 и 3 показывает, что развитие межсистемных ЛЭП дает существенный эффект. Следует отметить, что значение этого эффекта в расчетах занижено вследствие некоторой избыточности вводов генерирующих мощностей в рекомендуемых вариантах. При более умеренных вводах и их рациональном территориальном размещении эффект может увеличиться. Большое влияние на величину эффекта может оказать и изменение соотношения цен на топливо относительно принятого. При относительном увеличении цены на газ (принятые цены на газ и уголь в европейских районах близки друг к другу) в европейских районах России и повышении тем самым эффективности транспорта электроэнергии из Сибири от КЭС на угле эффективность развития электрической сети будет выше.

Из приведенного выше анализа, да и из соображений здравого смысла следует, что системный эффект в ЕЭС не носит обязательного абсолютного характера, а определяется конкретными условиями и предположениями о развитии энергосистем. Очевидно, что при наличии мощной существующей электрической сети или при существенно избыточных вводах генерирующих мощностей в региональных энергосистемах такой эффект может быть сведен к нулю.

В этой связи представляет интерес оценка абсолютной величины межсистемного эффекта, имеющего место при переходе от изолированной работы энергосистем к работе в составе Единой системы России. С этой целью проведен расчет варианта 1, предполагающего раздельную работу ОЭС.

Как следует из этого расчета, изоляция энергосистем друг от друга приносит огромный ущерб – увеличивается потребность в установленной мощности на величину порядка 6,9 ГВт, приведенные затраты выше на 1 млрд долл., по-

требность в дополнительных капиталовложениях составляет 5,8 млрд долл., увеличиваются затраты на топливо на 82 млн долл. в год, ежегодные издержки возрастают на 330 млн долл. в год.

Этот ущерб несопоставим с требуемыми капиталовложениями в развитие межсистемных ЛЭП до существующего уровня, составляющими величину около 2 млрд. долл..

Оценка бюджетной эффективности развития ЕЭС. В качестве показателя бюджетной эффективности принято превышение бюджетных отчислений по каждому варианту относительно базового (варианта 0).

Показатели бюджетной эффективности зависят от принятых подходов определения прибыли. Рассматривались два подхода:

- “затратный” с использованием среднеотраслевого показателя рентабельности (15%);
- “прогрессивный” с расчетом прибыли как разницы между выручкой от реализации электроэнергии базового варианта и себестоимостью производства электроэнергии по вариантам.

Первый подход ориентирован на использовавшуюся практику формирования регулируемых цен на электроэнергию на оптовом рынке. Второй подход соответствует рыночному механизму формирования оптовых цен.

Расчеты проводились исходя из действующего в настоящее время перечня ставок налогов, налогооблагаемой базы, порядка отнесения на показатели работы энергосистем и распределения налогов по уровням бюджета.

Соблюдена последовательность расчета начислений и отчислений в доходную часть соответствующего бюджета (федерального, местного). К доходам федерального бюджета приравнивались также поступления на федеральном уровне и во внебюджетные фонды: пенсионный фонд, фонд занятости, медицинского и социального страхования и др. Соответственно к доходам в местный бюджет были отнесены и поступления в территориальные внебюджетные фонды. Под местным бюджетом в расчетах фигурирует объединенный на региональном уровне бюджет (областной плюс местные бюджеты).

Показатели себестоимости производства электроэнергии приняты по результатам расчетов на модели СОЮЗ.

Фонд оплаты труда, “прочие” налоги, относимые на себестоимость (за исключением налога на пользователей автомобильных дорог), налоги на финансовые результаты приняты неизменными во всех вариантах вследствие независимости их налогооблагаемой базы от себестоимости и прибыли. Налогооблагаемая база при платежах за выбросы загрязняющих веществ – объем выбросов; налог на землю оплачивается с площади земельного участка; налог с владельцев транспортных средств – с каждой лошадиной силы; налог на имущество исчисляется от среднегодовой стоимости имущества и т.д.

При первом “затратном” подходе к расчету прибыли была сделана оценка дополнительных доходов в бюджет от других отраслей – потребителей электроэнергии, имеющих дополнительную прибыль при снижении тарифов на электроэнергию.

Основные результаты расчетов приведены в табл. 3.27.

При оценке бюджетной эффективности по первому подходу наиболее “эффективным” оказался вариант отдельной работы ОЭС, имеющий самую высокую себестоимость и показатель бюджетной эффективности около 74 млн долл. в год. Остальные варианты (2, 3) имеют отрицательную эффективность (соответственно 24 и 17) даже с учетом эффекта других отраслей. Такие результаты объясняются нерешенной проблемой регулируемой электроэнергетики: чем выше издержки, тем больше тариф, тем больше масса прибыли (при одинаковой рентабельности).

Таблица 3.27. Основные показатели для анализа бюджетной эффективности вариантов (0–3) развития ЕЭС России на перспективу, млн долл.

Показатель	«Затратный» подход				«Прогрессивный» подход			
	0	1	2	3	0	1	2	3
Себестоимость	34439	34842	34310	34350	34440	34842	34310	34350
Налоги, всего	11305	11400	11274	11284	11245	11089	11294	11279
в том числе федеральный бюджет	6375	6433	6357	6363	6387	6319	6409	6403
местный бюджет	4930	4967	4918	4921	4857	4770	4885	4876
Чистая прибыль	2859	2901	2846	2850	2920	2643	3008	2981
Прирост налогов на прибыль других отраслей	–	–21	+7	+5	–	–	–	–
в том числе федеральный бюджет	–	–8	+2	+2	–	–	–	–
местный бюджет	–	–13	+5	+3	–	–	–	–
Налоги, всего	11305	11379	11281	11288	11245	11089	11294	11279
в том числе федеральный бюджет	6375	6425	6359	6364	6387	6319	6409	6403
местный бюджет	4930	4954	4992	4924	4857	4770	4885	4876
Бюджетный эффект	-	+74	–24	–17	-	–156	+49	+34

Определение прибыли по второму подходу позволяет при постоянной (и тем более растущей) выручке от реализации электроэнергии и ее снижающейся себестоимости увеличивать прибыль. В результате эффективными становятся варианты 2 и 3 с развитием межсистемной электрической сети.

Бюджетная эффективность этих вариантов – дополнительные отчисления в консолидированный бюджет соответственно 49 и 34 млн долл. в год при снижении себестоимости производства электроэнергии относительно базисного варианта соответственно на 129 и 89 млн долл.. Чистая прибыль (после уплаты налогов) энергосистем в этих вариантах выше базового на 88 и 61 млн долл. в год. Снижение тарифов на электроэнергию в них не рассматривается.

3.6.2.2. Оценка эффективности развития ЕЭС России на удаленную перспективу до 30 лет

Количественные данные составляющих эффектов на рассматриваемую удаленную перспективу получены на основе расчетов оптимизационного варианта развития ЕЭС, соответствующего достаточно высокому уровню электропотребления при относительно низких ценах “самофинансирования” на газ.

Сводные данные по основным составляющим эффекта показаны в табл. 3.28. Все приведенные показатели эффективности даны относительно варианта без развития межсистемных связей между объединенными энергосистемами ЕЭС России.

Как следует из этой таблицы, процесс интеграции в Единую энергетическую систему страны весьма эффективен для всех рассматриваемых субъектов отношений: народного хозяйства России, энергосистем федерального и регионального уровней, бюджета страны и областных бюджетов. Снижение себестоимости производства электроэнергии позволяет говорить о возможном эффекте у потребителей электроэнергии вследствие снижения тарифов на электроэнергию.

Таблица 3.28. Основные составляющие эффекта развития ЕЭС России, млн долл.

Субъекты отношений	Показатели, млн. долл.	Эффективность на перспективу, лет	
		до 15	до 30
ЕЭС России, народное хозяйство страны	Приведенные затраты	340	2760
	в том числе: электростанции	440	3080
	ЛЭП	-110	-320
	Капвложения, всего	1810	12890
	в том числе: электростанции	2510	14720
	ЛЭП	-700	-1830
	Установленная мощность, МВт	990	8740
	Ежегодные издержки	110	1220
Органы власти	в том числе: электростанции	130	1320
	ЛЭП	-20	-100
	Затраты на топливо	-50	-30
ЕЭС России	Отчисления в бюджеты	49	510
	в том числе: федеральный	22	220
	местный	28	290
ЕЭС России	Чистая прибыль	88	900
Потребители	Себестоимость электроэнергии	130	1320

Величина получаемого эффекта существенно превышает затраты на его реализацию за счет сооружения и обслуживания межсистемных электрических связей. Один рубль вложений в развитие линий электропередачи приводит к экономии суммарных капиталовложений на 2,5 руб., прирост ежегодных из-

держек в ЛЭП на 1 руб. дает снижение ежегодных издержек в энергосистеме на 5,5 руб., отношение снижения приведенных затрат к вызывающему их приросту затрат в ЛЭП равно 3,1.

Вложения в развитие межсистемных линий приносят ощутимую прибыль: 1 руб. вложений в ЛЭП снижает себестоимость электроэнергии на 19 коп, увеличивает ежегодную прибыль в ЕЭС на 12 копу, приносит в годовой консолидированный бюджет 7 коп.

Величина эффекта на перспективу 30 лет выше относительно уровня на перспективу 15 лет в среднем в 3 – 4 раза.

Таким образом, выполненные исследования свидетельствуют о большой эффективности мероприятий по усилению интеграции ЕЭС России. Полученные оценки являются достаточно осторожными, поскольку, как отмечалось, охватывают не все составляющие системной эффективности. Не анализировались возможности формирования условий развития ЕЭС, наиболее рациональных с точки зрения получения наибольшего системного эффекта. Не рассматривался системный эффект внутри ОЭС при взаимодействии входящих в них энергосистем. Учет этого внутреннего для ОЭС эффекта может повысить полученные оценки в 1,5–2 раза. Тем не менее даже такие осторожные оценки показывают безусловную эффективность интеграции ЭЭС, которая может быть получена при реализации необходимых принципов хозяйственно-экономического управления и положений нормативно-правовой базы.

3.7. Оптимизация схем и параметров локальных систем энергоснабжения с учетом нормальных и послеаварийных режимов работы

3.7.1. Характеристика локальных систем энергоснабжения

Локальные системы энергоснабжения (ЛСЭС) характерны для районов Крайнего Севера и Дальнего Востока РФ. Это системы энергоснабжения труднодоступных районов и отдельных населенных пунктов, а также многих промышленных предприятий различных отраслей народного хозяйства, не имеющие связи с объединенной энергосистемой. Они включают генерирующие мощности, ЛЭП, электрические подстанции и другое сетевое оборудование, а также потребителей активной и реактивной мощности. Часто в отдельных узлах ЛСЭС осуществляется производство и распределение не только электрической энергии, но и тепловой. При этом в состав системы могут входить установки, производящие только тепло (паровые и водогрейные котлы на органическом топливе, электрокотлы, тепловые насосы), установки, осуществляющие комбинированное производство тепла и электроэнергии (теплофикационные паротурбинные, газотурбинные, парогазовые, газопоршневые установки и др.), и установки, производящие лишь электроэнергию (конденсационные паротурбинные установки, одноцелевые ГТУ и др.). Поскольку удельные капиталовложения и эксплуатационные издержки в ЛСЭС существенно выше, чем в централизован-

ных, то для них возрастает важность отыскания оптимальных вариантов состава оборудования. Кроме того, для локальных систем возрастают и требования по надежности энергоснабжения потребителей, поскольку прекращение подачи энергии (или сокращение этой подачи) может привести к катастрофическим последствиям. Для этих систем необходимо учитывать требования по устойчивой работе. Важное отличие ЛСЭС от централизованных ЭЭС состоит в гораздо большей доле единичных мощностей используемых типоразмеров генерирующего оборудования от суммарной генерирующей мощности системы. Указанные отличия приводят к тому, что методы оптимизации структуры генерирующих мощностей и межсистемных связей, используемые в централизованных СЭС [425], в которых оптимизируемые числа генерирующих агрегатов различных типов и цепей ЛЭП рассматриваются как непрерывные параметры (с последующим округлением в точке оптимума), оказываются неприемлемы для локальных систем. Кроме того в локальных системах требуется проведение более точных расчетов потерь электроэнергии в сетях при выборе состава оборудования. Здесь недостаточно рассматривать лишь баланс активной мощности, как это делается при выборе генерирующего оборудования в централизованных системах. Неприменим для ЛСЭС и используемый в централизованных системах подход, когда выбор теплогенерирующего оборудования производится отдельно от выбора электрогенерирующего оборудования. Здесь взаимовлияние подсистем гораздо выше и они должны оптимизироваться совместно. Вместе с тем, ЛСЭС имеют гораздо меньшее число элементов, чем централизованные системы, что существенно упрощает их оптимизацию.

3.7.2. Постановка задачи оптимизации ЛСЭС

Целью настоящей работы является создание методики оптимизации схем и параметров локальной энергетической системы, позволяющей выбрать оптимальные целые числа установленных генерирующих агрегатов, цепей ЛЭП и других элементов, а также учесть при оптимизации как нормальные, так и послеаварийные режимы работы. При этом в каждом режиме требуется проведение электрического расчета с учетом балансов как активных, так и реактивных мощностей.

Задача оптимизации состава оборудования может быть сформулирована следующим образом.

Задается расчетная схема системы, на которой указываются электростанции, ЛЭП, трансформаторные подстанции, места установки компенсирующих устройств и потребители. При этом система может быть «избыточной» и включать элементы, которые в процессе оптимизации параметров «вырождаются».

Выделяются две группы представительных режимов работы ЛСЭС: нормальные и послеаварийные. Для каждого нормального режима работы задается нагрузка потребителей и время работы в этом режиме на протяжении расчетного периода. Для каждого послеаварийного режима задаются нагрузки потреби-

телей и состав неработающего оборудования. В представленной далее математической постановке послеаварийные режимы по электрогенерирующему оборудованию формируются из принципа $n-2$, по теплогенерирующему оборудованию и цепям линий электропередачи из принципа $n-1$. В соответствии с этими принципами для каждой электростанции рассматривается работа с выходом из строя двух самых мощных агрегатов из числа установленных или выход из строя по одному самому мощному агрегату из числа установленных на двух разных электростанциях, а для каждой ЛЭП рассматривается работа с выходом из строя одной цепи. Аналогично рассматривается выход из строя одного самого мощного теплогенерирующего агрегата для группы агрегатов, работающих на общих тепловых потребителях. Суммарные топливные издержки ЛСЭС определяются как издержки всех электростанций во всех нормальных режимах. Во всех послеаварийных режимах проверяется требование на работоспособность. Задача состоит в выборе таких целых чисел элементов оборудования, при которых принятый критерий экономической эффективности достигает экстремального значения и обеспечивает работоспособность системы как во всех нормальных, так и во всех послеаварийных режимах.

Определение капиталовложений должно проводиться с учетом того, что головной блок станции будет стоить дороже последующих, поскольку в стоимость головного блока обычно включается стоимость ряда общестанционных подсистем: топливоподачи, водоснабжения и др.

Задачи оптимизации ЛСЭС решаются при следующих допущениях:

- на одной электростанции могут быть установлены энергоблоки одного типоразмера либо двух;
- при установке блоков двух типоразмеров блоки одного типоразмера предназначены для комбинированного производства как электроэнергии, так и тепла, а другого – только для производства электроэнергии;
- при установке блоков лишь одного типоразмера они могут быть предназначены либо для производства только электроэнергии либо для комбинированного производства тепла и электроэнергии;
- при близкой мощности двух типоразмеров на одной станции в качестве первого блока принимается теплофикационный блок. В противном случае в качестве первого блока принимается блок, имеющий большую мощность;
- установка котлов, отпускающих тепло в виде пара или горячей воды, осуществляется на отдельных котельных.

3.7.3. Подход к моделированию элементов ЛСЭС

Часто в математических моделях технологических схем ТЭС и ЭЭС для задания режима работы элементы этих систем (котлов, турбин, энергоблоков, цепей ЛЭП) используются логические или целые переменные.

Например, если некоторая целая переменная равна единице, то соответствующий элемент работает и проводится его расчет, а если эта переменная равна нулю, то элемент не работает и его расчет не проводится. При этом экс-

тенсивные переменные модели (электрическая мощность энергоблока, тепловая мощность водогрейного котла и др.) задаются равными нулю. Очевидно, что при таком построении математических моделей ТЭС и ЭЭС определить производные, то есть провести линеаризацию по логическим или целым переменным невозможно.

В работах ИСЭМ СО РАН предложен другой способ учета состояния агрегата. В соответствии с предложенным подходом все связи отключаемого элемента с другими элементами технологической схемы по экстенсивным параметрам (расходам и мощностям) представляются в виде

$$S^{\text{внеш}} = dS^{\text{внутр}}, \quad (3.64)$$

если $S^{\text{внутр}}$ – информационно-выходные параметры для модели элемента и

$$S^{\text{внутр}} = S^{\text{внутр}}/d, \quad (3.65)$$

если $S^{\text{внутр}}$ – информационно-входные параметры,

где d – индекс существования или индекс режима работы; $S^{\text{внутр}}$ – вектор внутренних параметров связи агрегата с другими элементами схемы, входящих в подмодель элемента; $S^{\text{внеш}}$ – вектор внешних параметров связи, входящих в подмодели других «смежных» элементов. При $d=1$ имеем $S^{\text{внеш}} = S^{\text{внутр}}$ а при $0 < d = \varepsilon \ll 1$ имеем $S^{\text{внеш}} \ll S^{\text{внутр}}$, т.е. при близких к нулю расходах и мощностях, поступающих от других элементов схемы или передаваемых этими элементами, внутренние потоки, определяемые из (3.65), будут достаточно большими, чтобы обеспечить нахождение в процессе оптимизации внутренних параметров отключенного агрегата в допустимых пределах.

В задаче выбора числа элементов оборудования нужно выбрать как число установленных на станции блоков, так и число блоков, находящихся в работе в каждом представительном режиме. Для обеспечения выполнения указанных требований вводится параметр, задающий число энергоблоков, установленных на ТЭС (для простоты рассматривается случай, когда на ТЭС устанавливается один типоразмер энергоблоков) – $n_{\text{уст}}^{\text{бл}}$. Диапазон изменения этого параметра задается неравенством

$$\underline{n}_{\text{уст}}^{\text{бл}} \leq n_{\text{уст}}^{\text{бл}} \leq \bar{n}_{\text{уст}}^{\text{бл}} \quad (3.66)$$

где $\underline{n}_{\text{уст}}^{\text{бл}}$ и $\bar{n}_{\text{уст}}^{\text{бл}}$ – целые числа, определяющие минимальную и максимальную границы числа устанавливаемых энергоблоков. При этом $\underline{n}_{\text{уст}}^{\text{бл}}$ как правило не меньше 2. Вводятся параметры, задающие число работающих энергоблоков в каждом представительном режиме (нормальном или после аварийном) – $n_i^{\text{бл}}$. В i -м нормальном режиме $n_i^{\text{бл}}$ должен отвечать условию

$$\underline{n}_i^{\text{бл}} \leq n_i^{\text{бл}} \leq n_{\text{уст}}^{\text{бл}} \quad (3.67)$$

где $\underline{n}_i^{\text{бл}}$ – минимально-возможное по условиям надежности число работающих энергоблоков на ТЭС в i -м режиме.

В j -ом послеаварийном режим $n_j^{\text{бл}}$ должен отвечать условию

$$\underline{n}_j^{\text{бл}} \leq n_j^{\text{бл}} \leq n_{pcj}^{\text{бл}} \quad (3.68)$$

где $n_{pcj}^{\text{бл}}$ – число работоспособных блоков в j -м послеаварийном режиме.

Поскольку послеаварийный режим относится не к отдельно взятой ТЭС, а ко всей энергосистеме, то должно выполняться условие

$$n_{pcj}^{\text{бл}} \leq n_{уст}^{\text{бл}} \quad (3.69)$$

Вводится параметр(индекс) $\alpha^{\text{ТЭС}}$ определяющий существование станции: $\alpha^{\text{ТЭС}}=1$ – станция существует; $\alpha^{\text{ТЭС}}=\varepsilon \ll 1$ – станция не существует. На этот параметр накладывается ограничение $\varepsilon \leq \alpha^{\text{ТЭС}} \leq 1$.

С использованием введенных параметров капиталовложения в ТЭС могут быть определены из выражения

$$K^{\text{ТЭС}} = \alpha^{\text{ТЭС}} \left[K_I^{\text{бл}} + K_{\text{посл}}^{\text{бл}} \left(n_{\text{уст}}^{\text{бл}} - 1 \right) \right] \quad (3.70)$$

где $K_I^{\text{бл}}$ – капиталовложения в первый энергоблок, $K_{\text{посл}}^{\text{бл}}$ – капиталовложения в последующие энергоблоки.

Если на станции устанавливаются энергоблоки двух типоразмеров и учитывая, что первым (головным) будет лишь один блок, предлагается для расчета капиталовложений использовать следующее выражение

$$K^{\text{ТЭС}} = \alpha^{\text{ТЭС}} \left[K_{I1}^{\text{бл}} + K_{\text{посл}1}^{\text{бл}} \left(n_{\text{уст}}^{\text{бл}} - 1 \right) + K_{\text{посл}2}^{\text{бл}} n_{\text{уст}2}^{\text{бл}} \right] ? \quad (3.71)$$

где $K_{I1}^{\text{бл}}$, $K_{\text{посл}1}^{\text{бл}}$ – капиталовложения в головной и последующие блоки первого типоразмера, $K_{\text{посл}2}^{\text{бл}}$ – капиталовложения в последующий блок второго типоразмера, $n_{\text{уст}1}^{\text{бл}}$, – число блоков первого и второго типоразмера, установленных на ТЭС. Отметим, что можно подобрать такое ε , отвечающее условию $0 \ll \varepsilon \ll 1$, что при $\alpha^{\text{ТЭС}} = \varepsilon$ $K^{\text{ТЭС}}$ будет пренебрежимо мало при любом допустимом числе энергоблоков ТЭС.

При предлагаемом подходе индекс d из выражений (3.64) и (3.65) для i -го режима работы определяется как $d = \alpha^{\text{ТЭС}} n_i^{\text{бл}}$.

Электрическая мощность ТЭС с одним типоразмерам энергоблоков (КЭС) в i -м режиме определяется как:

$$N_i^{\text{КЭС}} = \alpha^{\text{ТЭС}} n_i^{\text{бл}} N_i^{\text{бл}} \quad (3.72)$$

где – мощность энергоблока в i -м режиме.

Для ТЭС с двумя типами энергоблоков, один из которых теплофикационный (ТЭЦ), электрическая мощность энергоблока в i -м режиме найдется из выражения

$$N_i^{\text{ТЭЦ}} = \alpha^{\text{ТЭС}} \left[n_{1i}^{\text{бл}} N_{1i}^{\text{бл}} + n_{2i}^{\text{бл}} N_{2i}^{\text{бл}} \right] \quad (3.73)$$

где $n_{1i}^{\text{бл}}, n_{2i}^{\text{бл}}$ – число блоков ТЭЦ первого и второго типоразмеров, работающих в i -м режиме, а $N_{1i}^{\text{бл}}, N_{2i}^{\text{бл}}$ – электрическая мощность указанных блоков в i -м режиме.

Отпуск тепла от ТЭЦ в i -м режиме определяется как

$$Q_i^{\text{ТЭС}} = \alpha^{\text{ТЭС}} n_{1i}^{\text{бл}} Q_{1i}^{\text{бл}}, \quad (3.74)$$

где $Q_{1i}^{\text{бл}}$ – отпуск тепла от одного теплофикационного энергоблока.

Потребление топлива КЭС в i -м режиме определяется как

$$B_i^{\text{ТЭС}} = \alpha^{\text{ТЭС}} n_i^{\text{бл}} \psi^{\text{кбл}} \left(N_i^{\text{бл}} \right), \quad (3.75)$$

где $B_i^{\text{ТЭС}} = \psi^{\text{кбл}} \left(N_i^{\text{бл}} \right)$ – энергетическая характеристика производящего только электроэнергию энергоблока, определяющая расход топлива по мощности.

Потребление топлива ТЭЦ в i -м режиме определяется как

$$B_i^{\text{ТЭС}} = \alpha^{\text{ТЭС}} \left[n_{1i}^{\text{бл}} \varphi^{\text{тбл}} \left(N_{1i}^{\text{бл}}, Q_{1i}^{\text{бл}} \right) + n_{2i}^{\text{бл}} \psi^{\text{кбл}} \left(N_{2i}^{\text{бл}} \right) \right], \quad (3.76)$$

где $\varphi^{\text{тбл}} \left(N_{1i}^{\text{бл}}, Q_{1i}^{\text{бл}} \right)$ – энергетическая характеристика теплофикационного энергоблока первого типоразмера, определяющая расход топлива по электрической и тепловой мощности.

Капиталовложения в котельную определяются по аналогии с капиталовложениями в КЭС:

$$K^{\text{кот}} = \alpha^{\text{кот}} \left[K_1^{\text{кот}} + K_2^{\text{кот}} \left(n_{\text{уст}}^{\text{кот}} - 1 \right) \right], \quad (3.77)$$

где $\alpha^{\text{кот}}$ – индекс существования котельной; $K_1^{\text{кот}}, K_2^{\text{кот}}$ – капиталовложения в первый и последующие котлы; $n_{\text{уст}}^{\text{кот}}$ – число котлов установленных в котельной.

Тепловая мощность котельной в i -м режиме определяется как

$$Q_i^{\text{кот}} = \alpha^{\text{кот}} n_i^{\text{кот}} Q_i^{\text{кот}}, \quad (3.78)$$

где $n_i^{\text{кот}}$ – число котлов работающих в i -м режиме; $Q_i^{\text{кот}}$ – тепловая мощность одного котла в i -м режиме.

Расход топлива котельной в i -м режиме определяется из выражения

$$B_i^{\text{кот}} = \psi^{\text{кот}} \left(Q_i^{\text{кот}} \right), \quad (3.79)$$

где $\psi^{\text{кот}}$ – энергетическая характеристика котла.

Капиталовложения в линию электропередачи определяется из выражения

$$K^{\text{ЛЭП}} = \alpha^{\text{ЛЭП}} \left[K_1^{\text{цепь}} + K_2^{\text{цепь}} \left(n_{\text{уст}}^{\text{цепь}} - 1 \right) \right], \quad (3.80)$$

где $\alpha^{\text{ЛЭП}}$ – индекс существования ЛЭП; $K_1^{\text{цепь}}, K_2^{\text{цепь}}$ – капиталовложения в первую и последующие цепи линии; $n_{\text{уст}}^{\text{цепь}}$ – число цепей в линии.

Активная и реактивная мощности одной цепи в i -м режиме определяется как

$$P_{\text{акт}i}^{\text{цепь}} = \frac{P_{\text{акт}i}^{\text{лэп}}}{n_{i\text{раб}}^{\text{цепь}} \alpha^{\text{лэп}}}, \quad (3.81)$$

где $P_{\text{акт}i}^{\text{цепь}}$ – активная мощность ЛЭП в i -м режиме; $n_{i\text{раб}}^{\text{цепь}}$ – число работающих цепей ЛЭП в i -м режиме,

$$Q_{\text{акт}i}^{\text{цепь}} = \frac{Q_{\text{акт}i}^{\text{лэп}}}{n_{i\text{раб}}^{\text{цепь}} \alpha^{\text{лэп}}}, \quad (3.82)$$

где $Q_{\text{акт}i}^{\text{лэп}}$ – реактивная мощность ЛЭП в i -м режиме.

Для каждого энергоблока КЭС в i -м режиме учитываются ограничения на электрическую мощность сверху и снизу, для котла (парового или водогрейного) – ограничение на тепловую мощность сверху и снизу. Для теплофикационного энергоблока учитываются ограничения на электрическую мощность – сверху и снизу, тепловую мощность – сверху и снизу, максимальный расход топлива энергоблоком – сверху и снизу, минимальную электрическую мощность, вырабатываемую на потоке пара в конденсатор паровой турбины, – снизу.

При расчете электрической сети ЛЭС используются математические описания элементов представленные в [361].

Расчет ЛЭП основан на П-образной схеме замещения. Расчет проводится для одной цепи или одной ЛЭП (при одноцепном их исполнении). При этом активная и реактивная мощности в конце цепи определяются из выражений (3.81) и (3.82). После расчета потерь мощности в цепи определяются активная и реактивная мощности в ее начале, а затем мощности в начале ЛЭП из выражений

$$P_{\text{нл}}^{\text{лэп}} = P_{\text{нл}} n_{\text{цепь}} \alpha^{\text{лэп}}, \quad (3.83)$$

$$Q_{\text{нл}}^{\text{лэп}} = Q_{\text{нл}} n_{\text{цепь}} \alpha^{\text{лэп}}, \quad (3.84)$$

где $P_{\text{нл}}$, $Q_{\text{нл}}$ – активная и реактивная мощности в начале цепи.

При расчетах ЛЭП задаются активная и реактивная мощность в конце линии и продольная и поперечная составляющие напряжения в начале линии. При оптимизации ЛЭС учитываются ограничения на ток в цепи сверху (ограничения по нагреву проводов).

Отметим, что если ЛЭП одноцепная, то $\alpha^{\text{лэп}}$ из модели исключается, а $n_{\text{цепь}}$ изменяется в пределах от ε до 1.

Расчет двухобмоточного трансформатора основан на Г – образной схеме замещения.

При оптимизации для трансформаторов в каждом режиме проверяется условие $\sqrt{P_{\text{вн}}^2 + Q_{\text{вн}}^2} \leq S^{\text{ном}}$, где $S^{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, $P_{\text{вн}}$, $Q_{\text{вн}}$ – активная и реактивная мощности на стороне высокого напряжения.

Каждый узел электрической сети описывается балансами активной и реактивной электрических мощностей, а также равенствами действительных и мни-

мых составляющих напряжений на входах или на выходах элементов (ЛЭП, трансформаторов, генераторов и др.), инцидентных данному узлу. При оптимизации ЛСЭС учитываются ограничения сверху и снизу для модулей напряжения в каждом узле сети $\underline{U}_{\text{узел}} \leq U_{\text{узел}} \leq \bar{U}_{\text{узел}}$, где $U_{\text{узел}}$ – модуль напряжения в узле, $\underline{U}_{\text{узел}}$, $\bar{U}_{\text{узел}}$ – минимальная и максимальная границы модуля напряжения.

Активная и реактивная мощности генератора каждого энергоблока в любом режиме должны отвечать системе ограничений-неравенств, определенных диаграммой мощностей соответствующего генератора, которая определяет область допустимых сочетаний активной и реактивной мощностей генератора.

При оптимизации в роли независимых оптимизируемых параметров выступают активные и реактивные мощности энергоблоков, тепловые нагрузки теплофикационных блоков и котлов, коэффициенты трансформации трансформаторов, индуктивные сопротивления реакторов, емкости компенсирующих устройств. Системы ограничений-неравенств, учитываемые при оптимизации в каждом режиме, включают приведенные ограничения для каждого элемента ЛСЭС.

В качестве целевой функции при оптимизации могут использоваться приведенные затраты или другой критерий, зависящий от капиталовложений и эксплуатационных издержек. В свою очередь эксплуатационные издержки состоят из суммы условно-постоянных издержек, прямо пропорциональных капиталовложениям в элементы ЛСЭС, и суммы топливных издержек ТЭС и котельных, определяемых для каждого потребителя топлива произведением его годового расхода на цену.

3.7.4. Математическая постановка задачи оптимизации параметров ЛСЭС

Рассматривается статическая постановка задачи в предположении, что строительство объектов ЛСЭС производится в достаточно короткие сроки, а последующая эксплуатация осуществляется при постоянных условиях: постоянных расчетных нагрузках потребителей и эксплуатационных издержках. В общем виде задача оптимизации параметров ЛСЭС может быть сформулирована следующим образом.

Требуется найти

$$\min_{A, d_{\text{уст}}, d_{R^H+R^A}^{\text{раб}}, x_1, \dots, x_{R^H+R^A}} F(K_{\Sigma}, U_{\Sigma}^{\text{топ}}) \quad (3.85)$$

при условиях

$$H_i(A, d^{\text{уст}}, d_i^{\text{раб}}, x_i, y_i, c_i) = 0, \quad (3.86)$$

$$G_i(A, d^{\text{уст}}, d_i^{\text{раб}}, x_i, y_i, c_i) \geq 0, \quad (3.87)$$

$$H_j(A, d_j^{\text{pc}}, d_j^{\text{раб}}, x_j, y_j, c_j) = 0, \quad (3.88)$$

$$G_j(A, d_j^{\text{pc}}, d_j^{\text{раб}}, x_j, y_j, c_j) = 0, \quad (3.89)$$

$$d_j^{\text{pc}} = d^{\text{уст}} - \Delta d_j, \quad (3.90)$$

$$U_{\Sigma}^{\text{топли}} = \Phi(y_1, \dots, y_{R^H}, P_T), \quad (3.91)$$

$$K_{\Sigma} = \omega(d^{\text{уст}}, P_{\text{об}}), \quad (3.92)$$

$$\varepsilon \leq A_l \leq 1, \quad (3.93)$$

$$\underline{d}_k^{\text{уст}} \leq d_k^{\text{уст}} \leq \bar{d}_k^{\text{уст}}, \quad (3.94)$$

$$0 \leq d_{ik}^{\text{раб}} \leq d_k^{\text{уст}}, \quad (3.95)$$

$$0 \leq d_{jk}^{\text{раб}} \leq d_{jk}^{\text{pc}}, \quad (3.96)$$

$$\underline{d}_k^{\text{уст}} \in [0, 1, 2, \dots, \bar{d}_k^{\text{уст}}], \quad (3.97)$$

$$\underline{d}_{ik}^{\text{раб}} \in [0, 1, 2, \dots, \bar{d}_k^{\text{уст}}], \quad (3.98)$$

$$\underline{d}_{jk}^{\text{раб}} \in [0, 1, 2, \dots, d_{jk}^{\text{pc}}], \quad (3.99)$$

$$\Delta d_j \in D^{\text{откл}}(d^{\text{уст}}), \quad (3.100)$$

$$l = 1, \dots, \alpha, \quad k = 1, \dots, K, \quad i = 1, \dots, R^H, \quad o = 1, \dots, R^{\alpha},$$

где A – вектор индексов существования; $d^{\text{уст}}$ – вектор числа установленных од-
нотипных элементов (энергоблоков КЭС и ТЭС, котлов, цепей ЛЭП и др.); $d_r^{\text{раб}}$
– вектор числа работающих элементов в r -м нормальном или послеаварийном
режиме; R^H – число рассматриваемых нормальных режимов; R^{α} – то же по-
слеаварийных режимов, x_r – вектор непрерывных оптимизируемых парамет-
ров; F – критерии экономической эффективности (приведенные затраты или
др.); K_{Σ} – суммарные капиталовложения в элементы ЛЭСЭС; $U_{\Sigma}^{\text{топли}}$ – суммар-
ные ежегодные топливные издержки по ЛЭСЭС; H_i – векторная функция ограни-
чений-равенств в i -м режиме; y_i – вектор вычисляемых (из системы H_i) пара-
метров i -го нормального режима работы, c_i – вектор исходных данных; G_i –
векторная функция ограничений-неравенств; подстрочным индексом j обозна-
чаются переменные и функции, относящиеся к j -му послеаварийному режиму;
 d_j^{pc} – вектор числа работоспособных элементов в j -м послеаварийном режиме;
 Δd_j – вектор числа элементов, выведенных из работы в j -м послеаварийном
режиме; α – размерность вектора A ; K – размерность вектора $d^{\text{уст}}$; $\underline{d}_k^{\text{уст}}$, $\bar{d}_k^{\text{уст}}$ –
нижняя и верхняя границы измерения k -й компоненты вектора $d^{\text{уст}}$; $d^{\text{откл}}$ –
множество всех сочетаний отключаемых элементов в рассматриваемых после-
аварийных режимах; P_T – вектор цен топлива; $P_{\text{об}}$ – вектор цен оборудования.

Помимо указанных ограничений-неравенств в систему уравнений могут
быть введены дополнительные ограничения, позволяющие быстрее найти оп-

тимальные решения. В частности, если в системе как минимум должна быть одна электростанция, то вводится дополнительное ограничение, требующее, чтобы сумма индексов существования всех электростанций была не меньше единицы. Если в узле есть тепловая нагрузка, то сумма индексов существования ТЭЦ и котельных в этом узле должна быть не меньше единицы.

Решение нелинейной задачи (3.85–3.100) достаточно большой размерности, часть оптимизируемых параметров которой непрерывные, а часть – целочисленные, связано со значительными вычислительными трудностями. Это обусловлено необходимостью в одной задаче осуществлять согласованную оптимизацию ЛСЭС как в нормальных, так и в послеаварийных режимах работы.

В связи с этим предлагается упрощенный подход к решению указанной задачи, позволяющий с меньшими вычислительными затратами получать решения, достаточно близкие к оптимальным. В соответствии с этим подходом совместная оптимизация проводится только для нормальных режимов, при этом приближенный учет послеаварийных режимов достигается вводом следующих дополнительных ограничений.

I) Необходимо, чтобы при остановке двух наиболее мощных энергоблоков оставшиеся обеспечили суммарную электрическую мощность в режиме с максимальной нагрузкой.

II) Требуется наличие в каждом нормальном режиме вращающегося резерва, не меньшего мощности самого крупного из работающих энергоблоков.

III) Необходимо, чтобы при отключении одного источника тепла оставшиеся обеспечили заданную тепловую нагрузку. Для источников тепла, работающих в централизованных системах электроснабжения, требуется, чтобы эта заданная нагрузка составляла 70 % от расчетной (при покрытии нагрузки отопительной и горячего водоснабжения). Для локальных систем энергоснабжения, работающих в суровых климатических условиях, доля указанной нагрузки от расчетной должна быть выше (вплоть до 100%). Такие ограничения устанавливаются для каждого узла ЛСЭС, в котором есть тепловая нагрузка.

Предлагаемый подход включает следующие этапы.

1. Решается непрерывная задача нелинейного программирования (3.85 – 3.100). По итогам оптимизации первого этапа формируются варианты значений индексов существования элементов ЛСЭС (ТЭЦ, КЭС, котельных, ЛЭП и др.). Если индексы существования в оптимальной точке α^* отвечают условию $\alpha^* - \varepsilon \leq \delta$, то α полагаются равными ε , а если условию $1 - \alpha^* \leq \delta$, то α полагаются равными 1 (δ - заданная погрешность определения α). Если ни одно из указанных условий не выполняется, то рассматриваются два варианта значений соответствующего индекса существования - ε и 1.

2. Для каждого из сформированных на первом этапе сочетаний индексов существования решается непрерывная задача оптимизации того же вида, что и на первом этапе, но с удалением из состава оптимизируемых параметров индексов существования. По итогам решения этой задачи формируются варианты числа устанавливаемых элементов (энергоблоков, котлов, цепей ЛЭП и др.).

Если некоторое число элементов n^* в точке решения с точностью δ близко к целому числу, то его значение в дальнейших расчетах принимается равным этому числу. В противном случае рассматриваются два ближайших к оптимальному значению n^* целых числа. Это правило действует для рассматриваемого числа энергоблоков и котлов, при этом вместо значения числа элементов 0 принимается значение, равное ε . Число цепей ЛЭП, полученное с использованием указанного правила, увеличивается на 1. Это позволяет учесть требование, чтобы при отказе одной цепи любой ЛЭП обеспечивалась работа ЛСЭС.

В результате выполнении двух этапов формируются варианты индексов существования и чисел однотипных элементов ЛСЭС.

3. Для каждого варианта индексов существования и числа установленных элементов решаются задачи оптимизации для всех нормальных и послеаварийных режимов работы. При этом индексы существования и число установленных элементов выводятся из состава оптимизируемых параметров. Это позволяет проводить оптимизацию отдельных режимов ЛСЭС независимо друг от друга. Целевой функцией при оптимизации режимов являются топливные издержки. При решении оптимизационных задач на третьем этапе учитываются требования целочисленности количества работающих элементов.

Если хотя бы один из нормальных или послеаварийных режимов не может быть обеспечен, то соответствующее сочетание индексов существования и числа установленных элементов считается недопустимым. Для допустимых вариантов по итогам расчета нормальных режимов определяется критерий экономической эффективности (приведенные затраты, чистый дисконтированный доход и др.), по которому и выбирается оптимальный вариант.

3.7.5. Пример оптимизации ЛСЭС

Предлагаемый методический подход иллюстрируется на примере ЛСЭС, схема которой представлена на рис. 3.19.

Система включает три узла с электрическими нагрузками, в узле 3 имеется достаточно большая отопительная нагрузка. Электростанции ЛСЭС могут работать на твердом топливе, добыча которого осуществляется в узле 1. Доставка топлива в узел 3 осуществляется автомобильным транспортом, что приводит к его существенному удорожанию в этом узле. В узле 1 может быть построена КЭС с агрегатами мощностью 50 МВт. В узле 3 может быть построена либо ТЭЦ, либо КЭС, также с агрегатами мощностью 50 МВт. При этом отпуск тепла от теплофикационного энергоблока составляет 90 Гкал/ч. Кроме того, в узле 3 располагается отопительная котельная, которая либо покрывает всю тепловую нагрузку (при отсутствии ТЭЦ), либо только ее пиковую часть при наличии ТЭЦ. Тепловая мощность котла принимается равной 50 Гкал/ч.

Для упрощения примера рассматривается один нормальный среднегодовой режим работы. Следует отметить, что большую часть электрической нагрузки в узлах ЛСЭС обеспечивают горнодобывающие предприятия с плотным графи-

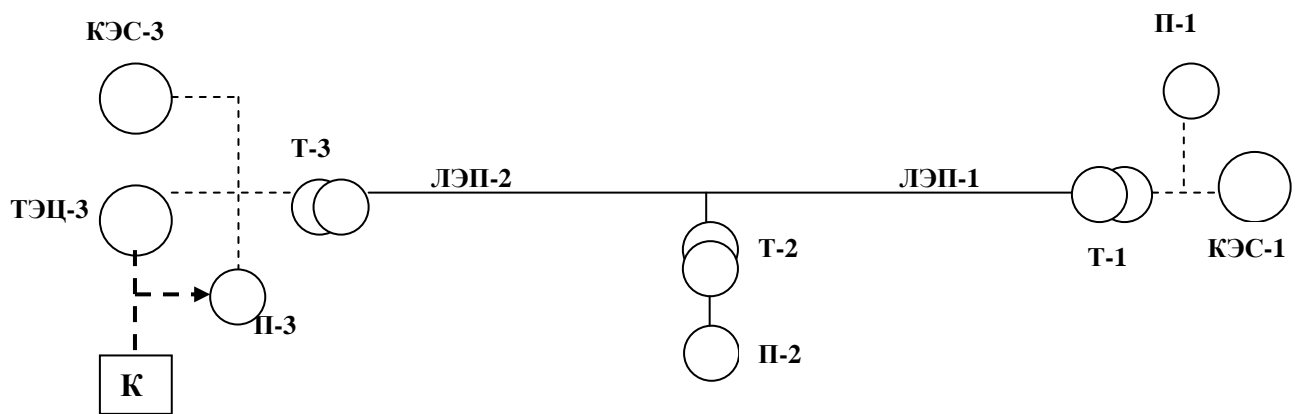


Рис. 3.19. Схема ЛЭС. КЭС-1, КЭС-3 – конденсационные электростанции; ТЭЦ-3 – теплофикационная электростанция; П-1, П-2 – потребители электроэнергии; П-3 – потребитель тепловой и электрической энергии; Т-1, Т-2, Т-3 – трансформаторные подстанции; ЛЭП-1, ЛЭП-2 – линии электропередачи; --- тепло, — ЛЭП 220 кВ, — ЛЭП 10 кВ, К – котельная.

ком нагрузки. Продолжительность среднегодового режима принимается равной 8000 ч, а электрическая нагрузка в узлах – расчетной нагрузке. Тепловая нагрузка в среднегодовом режиме составляет 250 Гкал/ч при расчетной нагрузке 350 Гкал/ч. Тепловые и электрические нагрузки потребителей в среднегодовом режиме и его продолжительность подобраны таким образом, чтобы произведение соответствующих нагрузок на продолжительность режима равнялось годовому потреблению тепла и электроэнергии.

Напряжение двух предусмотренных в схеме ЛЭП принято равным 220 кВ. В связи с суровыми климатическими условиями района расположения ЛЭП предусмотрено их строительство в одноцепном исполнении. При этом число цепей совпадает с числом параллельных линий. Капиталовложения в линии принимаются одинаковыми. В связи с этим индекс существования линий не вводится, а оптимизируется только число параллельных линий.

Активные электрические нагрузки потребителей П1, П2, П3 составляют 33 МВт, 25 МВт, 300 МВт, а реактивные 9,9 МВар, 7,5 МВар, 90 МВар.

Цена твердого топлива в узле 1 составляет 2800 руб./т у.т., в узле 3 - 4900 руб./т у.т. Протяженность ЛЭП-1 и ЛЭП-2 составляет по 200 км. Стоимость одного километра одноцепной ЛЭП составляет 17,4 млн.руб.

Стоимость конденсационного блока 50 МВт составляет: первого – 7918 млн руб., последующего – 5037 млн руб.. Стоимость теплофикационного блока 50 МВт составляет: первого – 8156 млн руб., последующего – 5641 млн руб.. Стоимость водогрейного котла 50 Гкал/ч составляет 305 млн руб.

На основе разработанных математических моделей элементов энергосистемы с помощью ПК «Система машинного построения программ» (СМПП) сформирована математическая модель локальной энергосистемы, учитывающая как нормальные, так и послеаварийные режимы работы.

В результате решения оптимизационной задачи выбора варианта тепло-электроснабжения потребителей ЛЭС (этап 1 описанного выше методическо-

го подхода) получаем значения индексов существования для электростанций КЭС-1, КЭС-3, ТЭЦ-3 : 0,33; 0,05; 0,97.

В дальнейшем индекс существования КЭС-3 принимается равным 0,05, а индекс существования ТЭЦ-3 – 1 (как близкие к целым значениям). Рассматриваются два индекса существования КЭС-1 - ϵ и 1.

На основе полученных результатов рассматриваем два варианта теплоэлектроснабжения: существуют КЭС-1 и ТЭЦ-3, существует только ТЭЦ-3.

В результате решения оптимизационных задач выбора состава оборудования (этап 2 методического подхода) для двух вариантов получаем значения чисел элементов оборудования ЛСЭС (табл. 3.29).

Таблица 3.29. Значения индексов существования чисел элементов ЛСЭС

Вариант	Блоки КЭС-1	Блоки Т ТЭЦ-3	Блоки К ТЭЦ-3	Пиковые котлы	ЛЭП-1	ЛЭП-2
1	5,57	3,4	0,52	1,7	1,84	1,71
2	–	8,1	1,0	1,0	1,16	1,29

На основе полученных на этапах 1 и 2 результатов производим назначение всех возможных вариантов состава оборудования и определение для каждого варианта набора послеаварийных режимов. Варианты с одной цепью ЛЭП-1 и/или ЛЭП-2 из дальнейшего рассмотрения были исключены как заведомо не обеспечивающие работу в режиме с отказом этой цепи.

В результате был сформирован 21 вариант состава оборудования ЛСЭС.

Для этих вариантов решались задачи оптимизации в нормальном среднегодовом режиме работы. Результаты показали, что допустимые решения этих задач есть только у вариантов 1–6 представленных в табл. 3.30. Для них исходя из приведенных выше принципов сформированы послеаварийные режимы. В табл. 3.31 представлены результаты расчетов послеаварийных режимов работы указанных вариантов.

Таблица 3.30. Варианты состава оборудования ЛСЭС

Вариант	Блоки КЭС-1	Блоки Т ТЭЦ-3	Блоки К ТЭЦ-3	Пиковые котлы	ЛЭП-1	ЛЭП-2	Приведенные затраты, млн руб.
1	6	3	1	2	2	2	17074
2	5	4	1	1	2	2	17144
3	5	4	1	2	2	2	17184
4	6	4	1	1	2	2	17980
5	6	4	1	2	2	2	18022
6	–	9	1	1	2	2	18661

Как видно, все послеаварийные режимы допустимы лишь у вариантов 5 и 6. Из этих вариантов лучшее значение критерия экономической эффективности имеет вариант 5, включающий КЭС в узле 1 и ТЭЦ в узле 3.

Таблица 3.31. Результаты проверки работы ЛЭС в послеаварийных режимах работы

Вариант	Отказ двух блоков на КЭС-1	Отказ двух блоков на ТЭЦ-3	Отказ блоков на КЭС-1 и ТЭС-3	Отказ одной цепи ЛЭП-1	Отказ одной цепи ЛЭП-2	Отказ блока Т на ТЭЦ-3
1	–	+	–	+	–	+
2	–	–	–	+	+	+
3	–	+	+	–	+	+
4	+	–	–	–	–	+
5	+	+	+	+	+	+
6	нет КЭС-1	+	+	+	+	+

+ – режим работы возможен

– – режим работы невозможен

3.8. Анализ условий функционирования будущих электроэнергетических систем

3.8.1. Исходные положения

В результате решения системных задач обоснования развития электроэнергетики и электроэнергетических систем (см. пп. 3.1–3.6) формируется структура генерирующих мощностей при оптимальном топливоснабжении электростанций, выполняется оптимизация развития основной электрической сети, дается системная оценка сопутствующих проблем, связанных с развитием межгосударственных связей, учетом экстремальных условий развития электроэнергетики, оценкой системных эффектов в ЭЭС. Перечисленные задачи решаются при определенных допущениях в части учета факторов функционирования будущих ЭЭС, что требует самостоятельного анализа условий функционирования формируемой системы.

Анализ условий функционирования будущих ЭЭС в основном связан с исследованием балансовой надежности и устойчивости (режимной надежности) ЭЭС и обоснованием средств по обеспечению требуемых уровней надежности и устойчивости. В рыночных условиях эти задачи приобретают особую важность ввиду следующих причин [394]:

а) снижается мотивация у генерирующих и сетевых компаний для введения достаточных для поддержания надежности резервных генерирующих мощностей и обеспечения их использования, а также устойчивости ЭЭС дополнительных электрических связей;

б) усложняются и утяжеляются режимы работы ЭЭС из-за возрастания противоречий между независимыми энергокомпаниями вследствие конкуренции, наличия множества конкретных договорных отношений между субъектами электроэнергетических рынков, которые сложно координировать, и т.п.;

в) существенно усложняется технологическое управление ЭЭС вследствие утяжеления и усложнения их работы, возрастания противоречий между субъектами управления из-за конкуренции, многократного увеличения объема перера-

батываемой информации, недостаточной проработанности принципов управления режимами ЭЭС в конкурентных условиях;

г) существенно изменяется и усложняется система подходов, стандартов, правил, средств и мероприятий по обеспечению надежности и устойчивости ЭЭС в новых условиях.

Обострение перечисленных факторов потребовало разработки Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике [395].

Рассмотрим в общем виде принципы, модели и методы для решения задач исследования и обеспечения балансовой надежности и устойчивости (режимной надежности) при анализе условий функционирования будущих ЭЭС. Конкретные детальные модели и методы представлены в цитируемой литературе.

3.8.2. Исследование и обеспечение балансовой надежности ЭЭС

Процесс функционирования ЭЭС на интервале времени T (например, год) рассматривается как случайный процесс, представляемый в обобщенном виде следующим образом [394]:

$$F\left(\tilde{a}_i(t), \tilde{b}_{ij}(t), \tilde{\ell}_i(t), \tilde{x}_i^o(t), \tilde{f}_i(t)\right), \quad (3.101)$$
$$t \in T; \quad i, j \in I.$$

Здесь: $\tilde{a}_i(t)$ – располагаемая мощность электростанций в узле i расчетной схемы, которая в общем случае представляется множеством групп конкретных агрегатов, при этом агрегаты каждой группы, являющиеся элементами ЭЭС, имеют свои индивидуальные (групповые) технологические, технико-экономические и надежностные характеристики (например, функции распределения времени безотказной работы и времени восстановления); $\tilde{b}_{ij}(t)$ – пропускная способность связи между узлами i и j , состоящей из конкретных ЛЭП, каждая из которых имеет свои технологические, технико-экономические и надежностные характеристики аналогично агрегатам электростанций; $\tilde{\ell}_i(t)$ – нагрузка в узле i с учетом случайных отклонений вследствие нерегулярных колебаний электропотребления, неточности его прогноза и т.п., характеризуемая также удельными ущербами от дефицита мощности и недоотпуска электроэнергии, дифференцированными по категориям электроприемников потребителей и по степени внезапности возникновения дефицита и недоотпуска; другие характеристики электропотребления, определяемые, например, его неравномерностью в течение суток, недели, года; $\tilde{x}_i^o(t)$ – текущая загрузка агрегатов электростанций, оптимизируемая в каждый момент времени (например, каждый час) в соответствии с заданными критериями с учетом величины нагрузки, состава оборудования по узлам и связям, ограничений по его загрузке и др.; $\tilde{f}_i(t)$ – уровень обеспеченности топливом для тепловых и атомных электростанций и водой для ГЭС, необходимый для выработки электроэнергии в каждый момент времени t интервала T ; I – множество узлов в рассматриваемой

многоузловой расчетной схеме ЭЭС. Это могут быть физические реальные узлы при детальном представлении схемы системы или (в большинстве случаев) обобщенные агрегированные узлы, представляющие отдельные концентрированные (при отсутствии ограничений по пропускной способности связей) подсистемы. Правила формирования расчетных схем ЭЭС являются самостоятельной задачей и здесь не рассматриваются.

Тильда сверху означает случайный характер соответствующей величины.

Задача оптимизации состояния ЭЭС $\tilde{x}_i^o(t)$ в общем виде для каждого момента времени t формулируется как

$$\begin{aligned} \Phi_o \left(c_{kit} \left(a_{it}, b_{ijt}, x_{it}^o, f_{it} \right), d_{it} \left(e_{it} \right) \right) &\rightarrow \min, \\ w \left(a_{it}, b_{ijt}, x_{it}^o, \ell_{it} \right) &\geq 0, \\ i, j \in I; k \in K; t \in T. \end{aligned} \quad (3.102)$$

Здесь K – множество субъектов отношений в процессе функционирования и развития системы (субъектов оптового рынка электроэнергии); c_{kit} – затраты на обеспечение реализации состояния системы x_{it}^o , включающие, например, удельные затраты на выработку киловатт-часа электроэнергии или рыночную его цену, стоимость единицы первичного энергоресурса f_{it} (например, килограмма топлива для тепловых электростанций) и т.д.; $d_{it}(e_{it})$ – ущерб у потребителей в денежных (или других единицах от недопоставки количества e_{it} электроэнергии (современные оценки удельных ущербов даны в [396]; $w(\square)$ – балансовые уравнений, отражающие потокораспределение в многоузловой расчетной схеме ЭЭС при реализации состояния x_{it}^o ; индекс "о" в функционале Φ_o соответствует оптимизации состояния ЭЭС.

Как минимизируемый функционал, так и балансовые уравнения в (3.65) в общем случае нелинейны. Однако часто, в том числе при использовании статистического моделирования для имитации случайного процесса (3.64), нелинейность функционала и особенно балансовых уравнений создает непреодолимые вычислительные проблемы и приходится моделировать ограниченное подмножество так называемых расчетных состояний системы, включающее наиболее представительные (характерные, опасные и др.) состояния (это особенно характерно для задач исследования режимной надежности и устойчивости ЭЭС (см. п. 3.7.3)), либо упрощать задачу (3.102) путем перехода к линейному виду функционала и особенно балансовых уравнений (это характерно для задач исследования балансовой надежности ЭЭС).

Оценки уровня балансовой надежности ЭЭС осуществляются по показателям надежности интегрально за период T либо во времени в абсолютных, а чаще всего в относительных единицах по отдельным узлам и для системы в целом, отражающих процесс функционирования системы на интервале T с позиций надежности.

Интегральные показатели надежности ЭЭС определяются как

$$\Pi_T = \int_0^T \Pi(t) dt, \quad (3.103)$$

$$\Pi(t) = \{p(t), \pi(t), e(t), d(t), \dots\},$$

где $p(t)$ – вероятность бездефицитной работы; $\pi(t)$ – степень обеспеченности потребителей электроэнергией; $e(t)$ и $d(t)$ поясняются выше.

В современных условиях по сравнению с традиционными постановками [397, 398 и др.] задача оценки балансовой надежности ЭЭС в виде (3.101)–(3.103) существенно усложняется в основном в части моделей оптимизации состояний системы (3.102). Так, вследствие усложнения взаимоотношений между субъектами рынков электроэнергии на экономической основе, дефицитности топлива и т.д. приходится оптимизировать все, а не только дефицитные по мощности состояния ЭЭС на интервале времени T . При этом усложняется структура минимизируемого функционала в (3.102), в нее могут быть добавлены дополнительные составляющие, которые отражают различные эффекты для разных субъектов отношений [399]. В результате трудоемкость задачи (3.102) возрастает, что требует совершенствования используемых методов и алгоритмов, в том числе применения средств современных информационных технологий [400]. В то же время усложнение режимов работы ЭЭС, увеличение их многообразия и специфичности вследствие реализации контрактных взаимоотношений между субъектами рынков электроэнергии часто заставляют использовать нелинейные модели потокораспределения $W(\bullet)$ в (3.102), а также актуализировать комплексную проблему совместной оценки надежности генерирующего и электросетевого звеньев ЭЭС [401]. Дополнительную специфику вносит необходимость учета распределенной генерации при оценке балансовой надежности основной структуры ЭЭС [402].

Подробное описание современных действующих моделей и методов оценки балансовой надежности ЭЭС приведено в [377, 403].

Уровень требуемой надежности электроснабжения потребителей обычно задается нормативами, при этом нормируются показатели надежности или (и) требования к структуре системы в части резервов мощности генерации и запасов пропускных способностей связей, резервных независимых источников электроэнергии и т.п. Тогда в процессе функционирования ЭЭС для показателей надежности должно выполняться условие

$$\Pi \geq \Pi_n, \quad (3.104)$$

где индекс n соответствует нормативным значениям показателей надежности, а в части структурных требований –

$$R \in R_n, \quad (3.105)$$

где R_n – представляет нормативные требования к структуре ЭЭС; смысл индекса n тот же, что и для (3.104).

Для выполнения условий (3.104), (3.105) необходимо решать задачу выбора средств обеспечения надежности ЭЭС. К таким средствам относятся не только резервы генерирующих мощностей, запасы пропускных способностей связей, изменения в структуре системы, но и принципы работы и размещения

средств управления нормальными и аварийными режимами ЭЭС. Имеется также возможность определенной компенсации ущербов у потребителей при невыполнении договорных отношений по обеспечению надежности или за счет механизма страхования.

Задача выбора средств обеспечения надежности ЭЭС решается путем минимизации комплексного критерия

$$\Phi_{\sigma k} \left(c_{\sigma ki} \left(a_i, b_{ij} \right), u_{ki} \left(a_i, b_{ij}, x_i^0 \right) \right) \rightarrow \min, \quad (3.106)$$

$$i, j \in I; k \in K$$

где индекс σ соответствует затратам на средства обеспечения надежности с учетом ущербов от недостаточного уровня надежности; u – управление. Функционал (3.106) минимизируется с учетом (3.101)–(3.105), при этом обычно приходится вводить дополнительные упрощения в задачи (3.101), (3.102). Верхний индекс "о" определен выше.

3.8.3. Исследование и обеспечение устойчивости (режимной надежности) ЭЭС

Порядок исследований и обеспечения устойчивости ЭЭС регламентируется в основном Методическими указаниями по устойчивости энергосистем [363]. Эти исследования являются важной составной частью комплекса работ по проектированию развития ЭЭС [404].

Суть исследований и обеспечения устойчивости будущей ЭЭС заключается в выполнении оценок устойчивости системы на заданном множестве расчетных условий $z_p = \{s_p, r_p, v_p\}$, включающих подмножества расчетных схем s_p (нормальных для характерных периодов года, ремонтных, послеаварийных), расчетных режимов r_p (например, режимы зимнего максимума нагрузки рабочего дня, летнего минимума нагрузки, периода паводка на реках для ЭЭС с большой долей ГЭС и др.) и расчетных возмущений v_p (характерных коротких замыканий, аварийных отключений крупных блоков, затянувшихся коротких замыканий при неуспешном автоматическом повторном включении линии и др.). Рекомендации по выбору состава расчетных условий в конкретных случаях даны в [363]. При этом определяются ситуации (сочетания расчетных схем, расчетных режимов и расчетных возмущений), для которых может допускаться нарушение устойчивости без необходимости выбора средств по обеспечению устойчивости.

Оценка устойчивости для каждого сочетания конкретной расчетной схемы $s_i \in s_p$, расчетного режима $r_j \in r_p$ и расчетного возмущения $v_k \in v_p$ выполняется путем расчета переходного процесса во времени при использовании динамической модели ЭЭС, в общем виде записываемой как

$$\frac{dx}{dt} = f(x, y, u(t), a(t)), \quad (3.107)$$

$$0 = \varphi(x, y, u(t), a(t)),$$

где $a = \{s_i, r_j, v_k\}$ – параметры расчетной схемы s_i , доаварийного режима r_j и расчетного возмущения v_k ; u – управляющие воздействия для обеспечения устойчивости ЭЭС, включающие как нормативные управляющие воздействия, обязательно предусматриваемые Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [405] (релейная защита, действующая на отключение поврежденного элемента системы, автоматическое повторное включение линии, на которой произошло преходящее короткое замыкание, и она была отключена защитой и т.п.), так и дополнительные управляющие воздействия, необходимые для обеспечения устойчивости ЭЭС в ситуации, для которой Методические указания по устойчивости энергосистем [363] требуют обеспечения устойчивости системы; x, y – текущие параметры режима ЭЭС в переходном процессе.

В ходе расчета переходного процесса параметры расчетной схемы $a(t)$ и управляющие воздействия $u(t)$ изменяются во времени в соответствии с заданными алгоритмами, определяемыми изменениями параметров схемы и обрабатываемыми управляющими воздействиями.

Формирование расчетной электрической схемы для оценки устойчивости ЭЭС и выбора мероприятий по ее обеспечению является сложной самостоятельной задачей, которая решается с учетом рекомендаций п. 3.3 на основе развития схемы, имеющейся для более раннего временного горизонта.

Помимо рассмотренной задачи имитации переходного процесса ЭЭС для оценки и обеспечения динамической устойчивости системы должна быть выполнена оценка статической устойчивости ЭЭС в доаварийном, а также в послеаварийном режиме, к которому придет система в результате динамического переходного процесса. Для оценки статической устойчивости системы в указанных режимах используется линеаризованная динамическая модель на основе (3.107), оценка устойчивости осуществляется на базе распространенных критериев, определяющих положение корней характеристического уравнения линеаризованной динамической модели на плоскости корней в соответствии с теоремой об устойчивости "в малом" А.М. Ляпунова.

Рекомендации на основе исследований устойчивости будущей ЭЭС связаны, главным образом, с необходимой корректировкой схемы основной электрической сети, а также размещением и объемами управляющих устройств для обеспечения допустимости нормальных и послеаварийных режимов и противоаварийного управления режимами ЭЭС.

Примером программно-вычислительного комплекса для расчетов устойчивости и режимной надежности будущих ЭЭС является комплекс АНАРЭС [406]. На базе комплекса АНАРЭС разработаны методика и программа оценки режимной надежности ЭЭС с использованием метода Монте-Карло [407]. Основные характеристики методики и программы включают:

- представление ЭЭС в виде электрической расчетной схемы параметрами ее статических и динамических элементов;
- учет случайных отказов электроэнергетического оборудования и нерегулярных колебаний нагрузок в узлах схемы;
- моделирование развития системных аварий с учетом действия противоаварийной автоматики;
- определение комплекса показателей режимной надежности ЭЭС.

Рассмотрим результаты оценки режимной надежности по разработанной методике на примере схемы электрической сети 500 кВ Иркутской ЭЭС в сопоставлении с оценками по критерию надежности $n-1$. Полученные оценки приведены на рис. 3.20. Анализ результатов показывает большое количество опасных с точки зрения вероятного нарушения устойчивости узлов схемы по сравнению с оценками по критерию $n-1$.

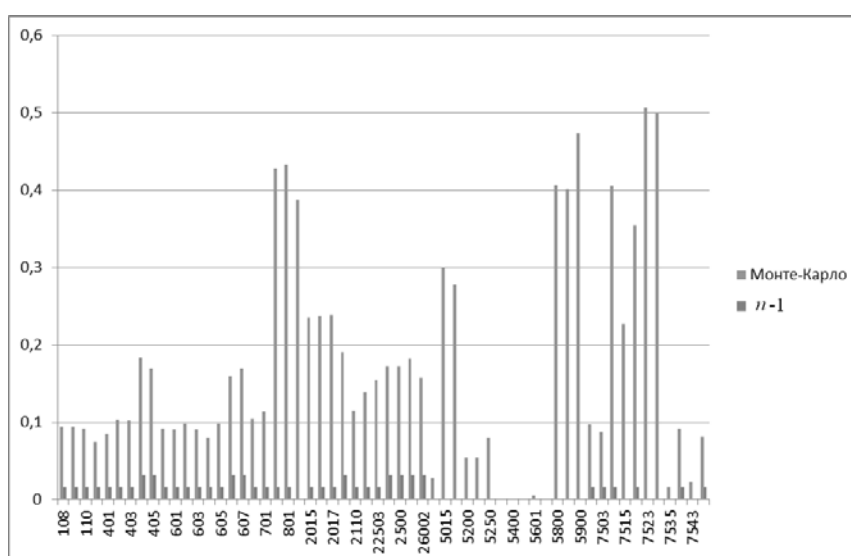


Рис. 3.20. Вероятность недопустимого отклонения напряжения в узлах сети

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ И МЕТОДЫ УЧЕТА УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ ПРИ ОБОСНОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

4.1. Характеристика проблемы

Учет возможностей управления электропотреблением при обосновании развития электроэнергетики и ЭЭС является важным аспектом общей методологии прогнозирования развития отрасли. Одно из направлений связано с определением и использованием коэффициентов эластичности спроса на электроэнергию. Возможности применения коэффициента эластичности спроса при прогнозировании электропотребления представлены в п. 2.2. Это направление связано с действием чисто экономических механизмов влияния на уровень электропотребления потребителей.

Более комплексный подход к управлению электропотреблением, использующий не только экономические, но и нормативно-правовые механизмы, связан с электросбережением. Впервые к электросбережению как к одному из вопросов энергосбережения в целом серьезно обратились в период Первой мировой войны, вынудившей многие страны задействовать все экономические и производственные ресурсы того времени. Специально организованные правительственные комиссии рассматривали любые, даже самые утопические, предложения по экономии и интенсификации использования различных энергоресурсов, в том числе и электроэнергии. Одновременно шла широкая пропаганда и стимулирование подачи подобных предложений среди населения. Впоследствии многие разработки военного периода перешли на гражданскую почву. Вторая мировая война также оказала мощное воздействие на поиски путей электросбережения. В дальнейшем главным стимулом разработки новых электросберегающих технологий стали энергетические кризисы, неоднократно происходившие в промышленно развитых странах. В результате были достигнуты значительные успехи по повышению эффективности использования электроэнергии в различных отраслях промышленности и в быту.

Российская Федерация к практическому решению вопросов электросбережения подошла примерно с 20-летним опозданием. В основной части именно этим объясняется высокая электроемкость отечественных технологий. Валовый внутренний продукт РФ до сих пор отличается высокой электроемкостью, значительно превышающей показатели не только развитых стран, но и ряда стран бывшего СССР. На государственном уровне недостаточно задействованы ресурсы популяризации экономии электроэнергии среди населения и привлечения к решению вопросов электросбережения коммерческих структур, например энергосервисных компаний. По-прежнему мало внимания уделяется нормативно-правовой регламентации электросбережения и в первую очередь улучшению благоприятной экономической среды для его проведения. Еще одна возможность воздействия на уровень нагрузки и режимы работы потребителей связана с использованием потребителей-регуляторов, под которыми понимаются по-

требители, имеющие возможности изменять графики нагрузки без ущерба для своего технологического процесса. Суточные графики электрических нагрузок электроэнергетических систем (ЭЭС) складываются из графиков отдельных потребителей, которые, как правило, неравномерны. При этом известно, что плотность и неравномерность графика нагрузки оказывают сильное влияние на экономические показатели ЭЭС. Изменение графиков электрических нагрузок (потребляемой мощности) потребителей дает возможность скорректировать суммарный график электрической нагрузки ЭЭС в сторону снижения потребности в генерирующих мощностях и текущих издержек на производство и передачу электроэнергии.

Выравнивание графиков электрических нагрузок путем заполнения ночных провалов и переноса нагрузок на внепиковые (дневные и ночные) часы суток может осуществляться с использованием государственных мер, внутриотраслевых мероприятий и на основе регулирования электропотребления непосредственно у потребителя, например за счет потребителей-регуляторов, т.е. таких потребителей, в структуре которых имеется электротехнологическое оборудование, которое может работать в режиме регулирования графика нагрузки в соответствии с потребностями ЭЭС [408]. В результате эффективного использования в ЭЭС таких потребителей-регуляторов сокращаются пиковые нагрузки, капитальные и текущие затраты, повышается конкурентоспособность компании на рынке электроэнергии. У потребителя интерес к регулированию электропотребления связан со снижением платы за электроэнергию. Отсюда следует, что экономической основой режимного взаимодействия потребителей и ЭЭС служат продуманные дифференцированные тарифы на электроэнергию, стимулирующие проведение соответствующих мероприятий у потребителя по регулированию электропотребления.

В последнее время в связи с появлением современных высокоскоростных средств получения, передачи, преобразования и представления информации реализуются возможности активного поведения потребителей в управлении собственным электропотреблением в режиме реального времени. На основе анализа текущей информации о потреблении электроэнергии и ее стоимости принимаются оперативные решения по конкретным мероприятиям, снижающим плату за электроэнергию и мощность без ущерба для технологического процесса [409–411].

Понятие "потребитель-регулятор" в отечественной литературе впервые появилось в работе [412], под ним подразумевался потребитель, спроектированный специально для работы в режиме, согласованном с графиком нагрузки ЭЭС. Позднее в [413] было дано уточняющее определение потребителя-регулятора, который работает в основном в часы суточного или недельного (выходные дни) провалов графиков нагрузки. В соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике" [414] потребитель-регулятор осуществляет соответствующие услуги на возмездной договорной основе. За рубежом рассматриваемые направления по регулированию электропотребления получило название "управление спросом" (Demand Side Management), объединяющее техниче-

скую (потребитель-регулятор) и экономическую (спрос, управление) составляющие [415]. В ряде стран (Австралия, Великобритания, США и др.) разработаны и реализуются проекты автоматизированного управления спросом на электроэнергию для снижения пиковых нагрузок ЭЭС [416, 417].

В настоящее время проблема управления спросом решается в рамках концепции интеллектуальной энергосистемы (ИЭС) на основе договоров системы с конкретными активными потребителями, построенных на учете экономических интересов каждой стороны [418–420]. В числе регулируемых электроприемников обычно рассматриваются кондиционеры крупных жилых, коммерческих и административных зданий в городах, электрические водонагреватели, электроприводы насосов систем орошения в сельской местности и др. При этом активные потребители имеют возможности автоматизированного управления использованием электрической энергии и минимизации затрат на ее оплату. К средствам автоматизации относятся высокоинтеллектуальные системы контроля и учета электроэнергии, домашние дисплеи, аппаратура связи и т.д. [421].

Проект по установке 32-х млн интеллектуальных счетчиков в Италии стал первым примером, демонстрирующим возможные результаты внедрения активных потребителей [422]. Результаты проекта показали, что установка интеллектуальных счетчиков и домашних дисплеев стимулировали 57 % потребителей, участвующих в программе, на изменение своих привычек: 29 % откладывали использование бытовых приборов на вечер; 12 % старались избегать одновременного использования нескольких приборов; 7,5 % отключали приборы вместо того, чтобы оставлять их в режиме ожидания; 6,6 % менее интенсивно использовали крупные бытовые приборы.

В сетях электроснабжения крупных потребителей в России установлено большое количество современных счетчиков электрической энергии, которые измеряют, регистрируют и передают на диспетчерские пункты параметры режимов потребляемой электроэнергии и ее качества, имеют релейные выходы для управления режимом сети [423]. Использование интеллектуальных счетчиков у потребителей дает возможность дистанционно контролировать потребление электроэнергии, ее качество, что позволяет снизить потери и полностью автоматизировать ведение балансов электроэнергии. Интеллектуальные счетчики позволяют также, применяя переменные тарифы на электроэнергию во время периодов пиковых и непиковых нагрузок, управлять выключателями нагрузки и контролировать электропотребление.

Далее в п. 4.2 приведены возможности оценки эффективности мероприятий по электросбережению у потребителей, в п. 4.3 – анализ эффективности использования потребителей-регуляторов, а в п. 4.4 методика и результаты оптимизации суточных графиков нагрузки активных потребителей.

4.2. Оценка эффективности мероприятий по электросбережению у потребителей

4.2.1. Современное состояние и перспективы

Стимулы и подходы. Непосредственная работа с коммерческими структурами и населением по вопросам электросбережения все больше становится частью государственной политики целого ряда стран. Распространение получают мероприятия, направленные на популяризацию электросбережения, активно рекламируемые и проводимые непосредственно правительственными структурами. Так, в Японии, среди государственных служащих пропагандируется снижение уровня использования бумаги – крайне электроемкой в производстве продукции. В ряде штатов США, где большое потребление электроэнергии связано с системами кондиционирования и вентиляции, проводятся акции по добровольному отказу от их использования, для этого офисным работникам, во избежание дискомфорта, разрешается отступать от принятого официального стиля одежды. В Калифорнии, с целью снижения потребления электроэнергии от централизованных источников, развернута масштабная акция по внедрению в системы электроснабжения зданий солнечных батарей.

Сравнительно недавно появившийся институт энергосервисных компаний, непосредственно занимающихся разработкой энергосберегающих технологий и мероприятий для конкретных потребителей, стал за рубежом основой электросбережения и связующим звеном между банками, разработчиками и производителями энергоэффективного оборудования, энергосистемами и собственно потребителями электроэнергии. Энергосервисные компании, имеющие опыт работы, репутацию и инженерный потенциал, предлагают заказчику комплекс проектных, инженерных, технических, управленческих и финансовых услуг, связанных с электросбережением. Такая компания производит энергоаудит потребителя электроэнергии и определяет наиболее перспективные пути реконструкции либо модернизации его электрохозяйства. Выполнив экономические расчеты и определив эффективность намеченных мероприятий, энергосервисная компания получает банковский кредит и производит заказ и монтаж соответствующего оборудования у потребителя. Как правило, дальнейшая эксплуатация или надзор за его эксплуатацией до момента погашения кредита осуществляется непосредственно энергосервисной компанией, получающей в качестве оплаты своих услуг определенный процент от экономии заказчика за счет снижения электропотребления. Общий состав мероприятий по электросбережению может быть достаточно велик: от реконструкции отдельного электроприемника до полного изменения технологического процесса потребителя.

Немаловажную роль в вопросе стимулирования электросбережения играет и его нормативно-правовая регламентация. К основополагающим документам в этой области можно отнести:

– закон «Об энергосбережении (энергоэффективности)»;

- дополнения и поправки к налоговому законодательству, предусматривающие льготы на энергосберегающую деятельность;
- стандартизацию и сертификацию наиболее электроемкого оборудования и массово применяемых электроприемников;
- единые нормы, регламентирующие включение в стоимость произведенной продукции затрат на электроэнергию, которые относятся к непроемким и являются сверхнормативными потерями.

В качестве экономических предпосылок к электросбережению можно выделить:

- стимулирующую электросбережение цену на электроэнергию;
- возможность льготного кредитования исследований, работ и инвестиций, направленных на электросбережение;
- формирование различных фондов, создаваемых для содействия потребителям, использующим новые, менее электроемкие технологии и оборудование;
- коммерциализацию электросбережения, в том числе с привлечением частного и иностранного капитала.

Условия для проведения. В электроэнергетике РФ наблюдаются, с одной стороны, малые вводы мощностей на электростанциях, с другой стороны – постоянный и ощутимый прирост электропотребления практически во всех отраслях экономики. Начиная с 1990 г. рост генерирующих мощностей в РФ не превысил 4 %, в то время как электропотребление, снизившись в 1990–1998 гг. на 24,6 %, в дальнейшем возросло на 20,6 %. Снижение же электропотребления, обусловленное кризисными событиями 2008 г., носило временный характер и к настоящему времени сменилось устойчивым ростом. Имеющаяся тенденция приводит к дефициту и удорожанию электроэнергии. Ее экономия становится важнейшим фактором поддержания роста производства в условиях возможного энергетического дефицита и ограниченных капиталовложений в развитие электроэнергетики, тем более, что денежные средства, затраченные на мероприятия, связанные с экономией электроэнергии, дают больший эффект чем израсходованные на увеличение её производства.

Следует отметить, что рост электропотребления происходит в основном не за счет внедрения новых, энергоэффективных технологий, а за счет увеличения загрузки действующих производственных мощностей, характеризующихся высокой степенью изношенности и повышенным электропотреблением. Так, по данным Госкомстата, в структуре активной части производственных фондов примерно на 2,5 % в год сокращается доля нового оборудования (возраст до 5 лет) и на 2 % возрастает доля устаревшего оборудования (возраст более 20 лет). Коэффициент обновления активных производственных фондов по промышленности в целом снижается на 0,64 % в год. Относительно высокие темпы ввода нового оборудования наблюдаются только в цветной металлургии, топливной и легкой промышленности. Практически отсутствует обновление в машиностроении, химической, лесной промышленности и электроэнергетике. Заметно снизились и без того невысокие темпы вывода откровенно устаревшего оборудования. По сравнению с 1990 г. они упали более чем в 1,5 раза и составили 1,65 %

в год. Самые высокие темпы выбытия оборудования сохраняются в угольной промышленности, что связано с процессом реструктуризации отрасли и закрытием нерентабельных шахт. Средний фактический срок службы промышленного оборудования по РФ в целом сейчас равен примерно 30 годам, что в 2,5 раза выше нормативного срока (около 12 лет). Тем самым в экономике страны идет постоянное увеличение нереализуемого потенциала электросбережения. Примерно 2/3 этого вынужденного потенциала приходится на сектор потребления, характеризующийся отсутствием целенаправленной и организованной работы по электросбережению и слабым действием рыночных стимулов.

Основной причиной, мешающей проведению электросбережения, остается дороговизна и малодоступность электросберегающих технологий для массового внедрения. Несмотря на заинтересованность зарубежных производителей в расширении своего присутствия на российском рынке, подтверждением чему служит массовое создание совместных предприятий, большого снижения стоимости современного оборудования не происходит. Тем не менее, ситуация с наличием огромного «пассивного» спроса на энергоэффективные технологии постепенно может разрешаться с помощью таких источников финансирования, как прямое банковское кредитование и энергосервисные компании.

Поскольку электросбережение способно частично компенсировать рост электрической нагрузки, его проведение напрямую скажется и на развитии электроэнергетики. Массовое внедрение электросберегающих технологий у потребителей способно упростить решение задач по передаче электроэнергии из избыточных регионов в дефицитные, придать гибкость схеме развития электрических сетей и сгладить негативное влияние таких факторов, как рост пиковой электрической нагрузки и дефицит генерирующих мощностей.

4.2.2. Мероприятия по электросбережению

Потенциал. Количественно определить потенциал мероприятий по электросбережению (разность фактического и эталонного электропотребления) можно только с достаточной степенью условности, например, путем оценки возможных объемов электросбережения и их локализации по различным группам потребителей или отраслям экономики. В среднем по РФ большая часть потенциала электросбережения (76 %) приходится на промышленный сектор, 20 % – на сектор жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) и только 3 % находится в секторе сельского хозяйства (рис. 4.1). В целом на долю электросбережения приходится около 23 % от общего потенциала энергосбережения по различным отраслям экономики.

Категории мероприятий по степени затратности. По степени затратности мероприятия по электросбережению условно можно разделить на три основные категории: малозатратные, капиталоемкие и сопутствующие техническому прогрессу.

Малозатратные мероприятия, по существу, сводятся к популяризации электросбережения и наведению порядка в использовании электроэнергии. К ним относятся: социальная реклама электросбережения, ужесточение контроля

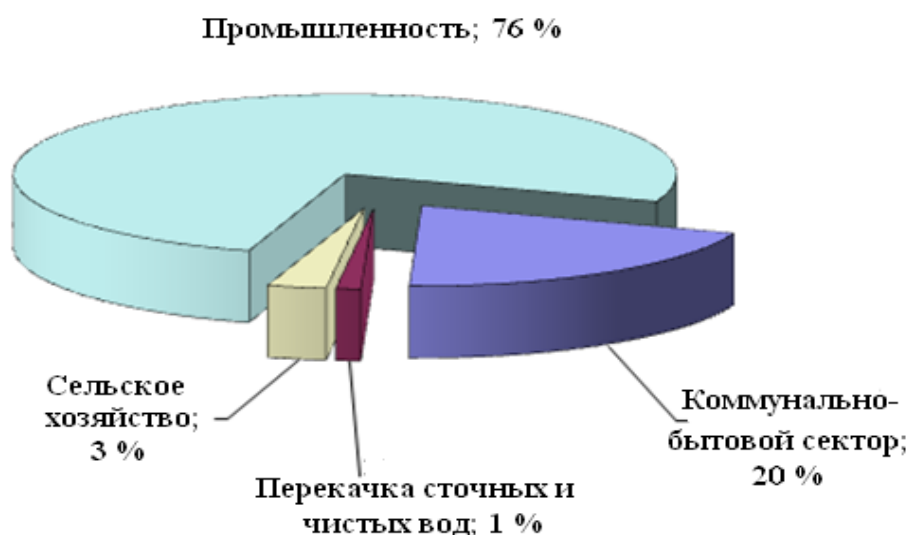


Рис. 4.1. Распределение потенциала электросбережения по отраслям экономики

за расточительным энергопользованием, устранение прямых потерь, своевременный ремонт и профилактика электропотребляющего оборудования, соблюдение энергоэффективных технологических режимов, улучшение организации производства, сокращение времени работы оборудования в холостых режимах, оснащение потребителей счетчиками электроэнергии.

Капиталоемкие мероприятия (табл. 4.1), как правило, изначально направлены на электросбережение. Их эффективность определяется сроками окупаемости понесенных затрат на реализацию.

Сопутствующие мероприятия выполняются в процессе технического перевооружения потребителей, когда электросбережение оказывается сопутствующим фактором и выделение затрат на его осуществление условно и не имеет практического значения. Например, при плановой замене выработавшего свой ресурс технологического оборудования на современное, аналогичное по назначению. К сопутствующим мероприятиям относится также изменение структуры продукции и используемого сырья.

До периода окончательного становления энергосервисных компаний и отлаживания механизмов финансирования следует ожидать преобладания малозатратных мероприятий по электросбережению. Среди них наиболее перспективно проведение комплекса организационных мер по повышению эффективности использования электроэнергии в быту, характеризующегося высокой электроемкостью. Наибольшего эффекта в электросбережении здесь можно достичь в областях, связанных с потреблением электроэнергии в быту.

В дальнейшем решающую роль в экономии станут играть капиталоемкие мероприятия, в частности, регламентированное [424] электросбережение в процессах освещения (рис. 4.2). По состоянию на 2010 г. потенциал этого мероприятия оценен в размере 21,3 млрд кВт·ч, что составляет примерно 20 % от объема современного потребления электроэнергии в освещении. Такой высокий уровень потенциала электросбережения определяется изношенностью и моральным устареванием эксплуатируемой осветительной техники и низким техническим уровнем производителей светотехнического оборудования.

Основные отраслевые и межотраслевые мероприятия. По результатам экспертных оценок в настоящее время наибольший потенциал электросбережения сосредоточен в следующих отраслях экономики или применяемых в них технологических процессах (табл. 4.2):

- электропривод (все отрасли);
- ряд технологических процессов в добыче полезных ископаемых, черной и цветной металлургии, а также металлообработке;

Таблица 4.1. Потенциал экономии электроэнергии с дифференциацией по стоимости некоторых электросберегающих мероприятий

Мероприятие	Потенциал экономии (млрд кВт·ч/год) при различных удельных капиталовложениях, долл./кВт·ч/год			
	< 0,1	0,1 - 0,3	0,3 – 0,5	> 0,5
1	2	3	4	5
Электропривод				
Замена электродвигателей на экономичные, мощностью менее 10 кВт	–	4 – 4,2	–	–
10-40	–	5 – 5,3	–	–
40-100	–	1,9 – 2	4,2 – 4,4	–
Применение регулирования при мощности двигателя менее 10 кВт	–	–	16,3 – 17,3	–
10-40	–	–	2,8 – 3	–
40-100	–	9,5 – 10	1,9 – 2	6,8 – 7,2
более 100	–	7,8 – 8,3	–	–
Освещение				
Замена ламп накаливания на люминесцентные лампы и светильники	25 – 26,5	2,6 – 3,0	–	–
Использование ртутных ламп вместо ламп накаливания	7,3 – 8,5	–	2 – 2,3	–
Применение натриевых ламп для наружного освещения	–	2 – 2,4	–	–
Использование люминесцентных ламп вместо ламп накаливания	–	10 – 12	–	–
Применение галогенных ламп	–	1,7 – 2	–	–
Автоматизация внутреннего и уличного освещения	–	1,6 1,9	–	–
Жилищно-коммунальное хозяйство				
Замена электрических термических печей газовыми	6 – 7	–	–	–
Оснащение потребителей приборами учета	–	10 – 12	–	–
Повышение энергетической эффективности бытовых и коммерческих холодильников и морозильников	–	–	–	9 – 10,5
Производство и применение более экономичных электроплит	–	8 – 9	–	–

1	2	3	4	5
Цветная металлургия				
Совершенствование оборудования и технологии электролиза алюминия	–	10 – 12	–	–
Совершенствование схем электроснабжения металлургических предприятий	–	13 – 15	–	–

Таблица 4.2. Перспективные мероприятия по электросбережению в различных отраслях экономики (технологических процессах)

Мероприятие	Принадлежность (отрасль)	Электросбережение (% от начального электропотребления)
1	2	3
Электропривод		
Регулирование напряжения и частоты	Межотраслевые мероприятия	Промышленность до 3
Применение экономичных систем возбуждения синхронных двигателей		Сельское хозяйство до 1
Самозапуск электродвигателей		Транспорт до 4,5
Синхронизация асинхронных двигателей		Прочие отрасли до 2
Замена асинхронных двигателей синхронными		
Оптимизация технологии производственных процессов		
Замена механической обработки ковкой и штамповкой, а также точным литьем	Металлообработка	15–20
Повышение скорости резания на станочном оборудовании		До 17
Сокращение числа припусков		20–30
Установка ограничителей холостого хода на технологическом оборудовании	Межотраслевые мероприятия	До 5
Отказ от использования в приводах технологического оборудования сжатого воздуха		7–10
Применение магнитного материала из спеченного кремнистого железа в трансформаторах малой мощности	Машиностроение	До 22
Применение менее электроемких технологий нефтегазодобычи	Добыча полезных ископаемых	Около 25
Повышение КПД технологического процесса электролиза и совершенствование систем электроснабжения электролизеров	Цветная металлургия	До 40
Внедрение новых технологий в электротермических процессах	Черная и цветная металлургия	15–66
Модернизация электрифицированного транспорта		
Применение рекуперативного торможения	Железнодорожный и общественный муниципальный транспорт	17–35
Применение современных подшипников и высокоэффективных смазок		
Модернизация движущего состава		
Сокращение потерь в контактных сетях		

1	2	3
Использование современных аккумуляторных батарей и зарядных устройств	Межотраслевое мероприятие	До 21
Модернизация систем электроосвещения		
Замена ламп накаливания на электросберегающие лампы	Межотраслевые мероприятия	69–91
Модернизация осветительных приборов (светильников);		До 15
Сопутствующие мероприятия		15–68
Модернизация жилищно-коммунального хозяйства		
Совершенствование конструкций зданий	Жилищно-коммунальное хозяйство	До 50
Модернизация систем принудительной вентиляции		До 25
Оптимизация насосного парка в системах водоснабжения		Около 40
Снижение потребления электроэнергии бытовыми электроприборами		До 50

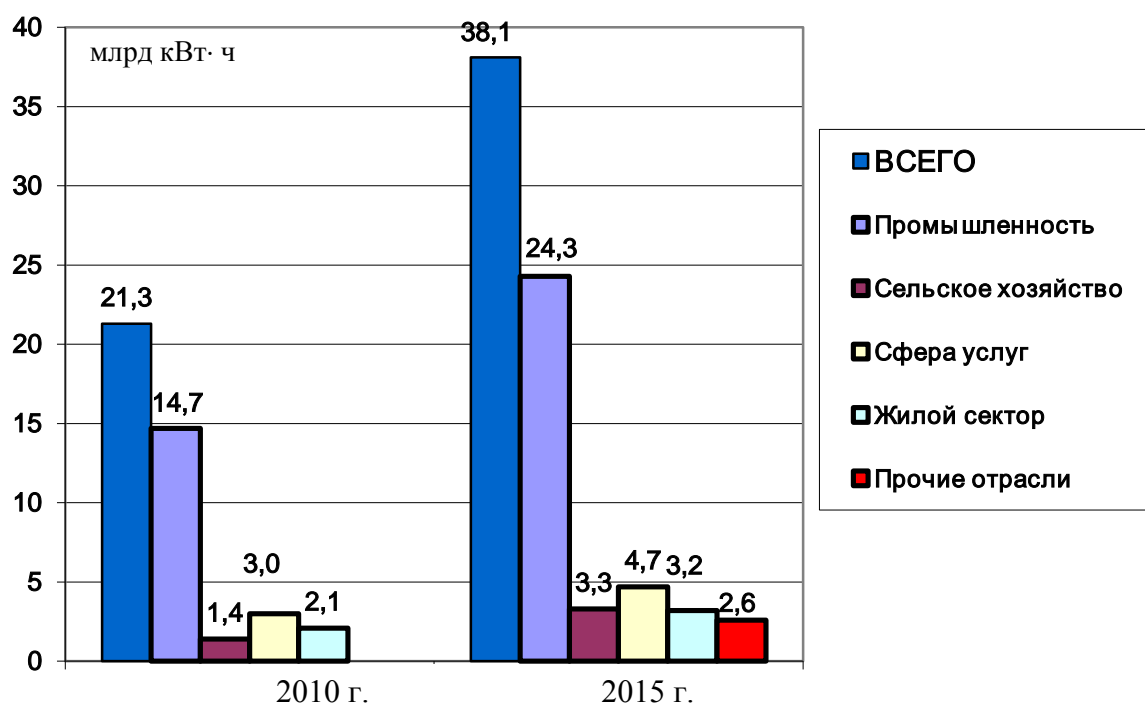


Рис.4.2. Структура потенциала электросбережения в освещении, 2010 и 2015 гг.

- электрифицированный транспорт;
- электрическое освещение (все отрасли);
- жилищно-коммунальное хозяйство.

4.2.3. Моделирование мероприятий по электросбережению при оптимизации развития электроэнергетических систем

Наиболее полного эффекта от проведения мероприятий по электросбережению и рассматриваемому в п. 4.3 уплотнению графиков электрической нагрузки можно добиться путем заблаговременного и совместного изучения состава, энергетических и экономических характеристик потребителей электрической энергии, структуры генерирующих мощностей ЭЭС, а также использования межсистемных связей, т. е. через решение задачи комплексной оптимизации структуры генерирующих мощностей ЭЭС и потребителей электроэнергии.

Для поиска оптимальных вариантов развития ЭЭС широко применяются оптимизационные математические модели, основанные на математических методах поиска экстремума функции многих переменных.

Из анализа существующих оптимизационных моделей ЭЭС можно сделать следующие выводы:

– к настоящему времени известно большое количество различных моделей развития ЭЭС тем не менее способных применяться только для достаточно узкоспециализированных исследований: либо в рамках изучения поведения потребителя электроэнергии в зависимости от конкретных параметров генерации, либо для определения оптимальной структуры развития ЭЭС при заданных уровнях и структуре электрической нагрузки;

– вопрос разработки моделей для исследования потребителей электроэнергии при управлении развитием электроэнергетических систем является открытым и малоизученным. Его актуальность будет возрастать в силу необходимости проведения исследований развития электроэнергетики в условиях возможного роста дефицита генерирующих мощностей и более четко определяющихся перспектив влияния на режимы ЭЭС потребителей электроэнергии путем как изменения режимов электропотребления, так и реализацией мероприятий по электросбережению.

По результатам сравнительного анализа различных математических моделей оптимизации электроэнергетики наиболее подходящей для решения задачи исследования потребителей электроэнергии при управлении развитием электроэнергетических систем оказалась модель СОЮЗ [33, 425], имеющая по отношению к конкурентным разработкам ряд преимуществ:

– определенная гибкость модели, обеспечивающая построение многих моделей элементов ЭЭС, отличающихся степенью эквивалентирования, связями, составом и способами учета различных факторов, критериями решения задач и т.д.;

– наиболее полное соответствие требованиям оптимизационных исследований в электроэнергетике;

– возможность развития модели в целях исследования эффективности потребителей электроэнергии при управлении развитием электроэнергетических систем.

Для адаптации системы СОЮЗ к задачам исследования потребителей электроэнергии при управлении развитием электроэнергетических систем произведено ее дополнение соответствующим блоком математических моделей.

Поскольку по степени влияния на электропотребление определено два вида воздействий: изменение уровня электропотребления путем проведения различных мероприятий, направленных на электросбережение и снижение неравномерности графиков нагрузки (потребители-регуляторы), именно их модели предлагается использовать для решения задачи комплексной оптимизации развития ЭЭС и потребителей электроэнергии.

При проведении оптимизационных расчетов по выбору рациональной структуры ЭЭС по типам электростанций и оборудования мероприятия по электросбережению можно рассматривать как один из «способов» покрытия нагрузки ЭЭС, т.е. сопоставить их с выработкой электроэнергии на электростанциях. Подобные мероприятия характеризуются следующими основными параметрами:

- эффектом в области экономии электроэнергии или собственно электросбережением;
- капиталовложениями на реконструкцию или замену электроприемников (производственного и вспомогательного оборудования, осветительных приборов и т.д.);
- издержками на эксплуатацию и текущее обслуживание подвергнувшегося реконструкции или замене оборудования (содержание обслуживающего персонала, ремонт, запасные части и др.).

Пусть k -ый потребитель электрической энергии проводит мероприятие или ряд мероприятий, направленных на повышение эффективности использования электрической энергии (электросбережение). Математическую модель этого потребителя можно представить следующим образом:

$$N_k - N'_k = \Delta N_k, \quad (4.1)$$

$$\sum_{\tau} \Delta N_{k\sigma\tau} \leq \beta_{ks} (N_k - N'_k), \quad (4.2)$$

$$\beta_{ks} = (1 - g_{ks} - \beta_{ks}^{\text{рем}}), \quad (4.3)$$

$$k_{\text{удк}} = K_k / (N_k - N'_k), \quad (4.4)$$

$$\Delta Z_{Tk} = Z'_{Tk} - Z_{Tk}, \quad (4.5)$$

$$\Delta И_k = \Delta Z_{Tk} / \Delta N_k. \quad (4.6)$$

В этой модели выражение (4.1) определяет энергетический эффект или величину электросбережения ΔN_k , являющуюся разностью значений нагрузки

потребителя до проведения мероприятия по электросбережению N_k и после - N'_k .

В обычном режиме работы часть электроприемников, принадлежащих потребителю, может не использоваться либо находиться в ремонте. Тогда, в соответствии с предложением о «покрытии» нагрузки с помощью мероприятий по электросбережению, выражение (4.1) можно записать в виде (4.2), где $\Delta N_{ks\tau}$ является суммарной мощностью эффекта в области электросбережения k -го потребителя электроэнергии, участвующего в покрытии зоны продолжительностью τ часов графика нагрузки s -х расчетных суток. Параметр β_{ks} определяет максимальную долю мощности задействованных в работе электроприемников в их суммарной установленной мощности, по своей сути он является коэффициентом «готовности» мощности потребителя и определяется согласно зависимости (4.3).

В выражении (4.3) величины g_{ks} и $\beta_{ks}^{\text{рем}}$ – это коэффициенты соответственно аварийного простоя и плановых текущих и капитальных ремонтов технологического оборудования k -го потребителя для s -х расчетных суток.

Смысл выражения (4.2) заключается в том, что суммарная мощность электросбережения k -го потребителя электроэнергии после проведения мероприятий по электросбережению не может превышать суммарную установленную мощность электросбережения используемого им технологического оборудования с учетом ремонтного, аварийного и технологического простоев.

Капиталовложения и издержки на эксплуатацию, необходимые для проведения мероприятий по электросбережению, определяются согласно уравнениям (4.4) – (4.6). Смысл этих уравнений заключается в следующем.

Допустим, что до проведения мероприятий по электросбережению технологический процесс k -го потребителя электроэнергии характеризовался текущими затратами Z_{Tk} . После проведения электросберегающих мероприятий, требующих на свое внедрение некоторых капитальных затрат K_k , технологический процесс будет характеризоваться текущими затратами Z'_{Tk} .

Удельные капиталовложения, позволяющие реализовать электросберегающее мероприятие, в этом случае будут определяться согласно (4.4) и равняться отношению капитальных затрат K_k и эффекта в области электросбережения.

В свою очередь ежегодные издержки, которыми сопровождается процесс эксплуатации оборудования или текущие затраты (денежные и материальные), характеризуются зависимостью (4.5). Если после проведения мероприятий по электросбережению текущие затраты потребителя электроэнергии снижаются, то величина ΔZ_{Tk} может быть отрицательной.

С учетом (4.5) удельные эксплуатационные издержки, измеряющиеся в рублях на кВт и позволяющие обеспечить электросбережение, можно записать в виде (4.6).

Зависимость издержек от режима работы потребителя электроэнергии не учитывается, поэтому переменные издержки включены в состав ежегодных издержек.

В целях определения возможности применения математической модели СОЮЗ для решения задач комплексной оптимизации ЭЭС и потребителей электроэнергии произведена оценка эффективности модернизации источников освещения, подразумевающая замену широко распространенных традиционных ламп накаливания на энергоэффективные, идентичные по световому потоку.

По результатам проведенных расчетов видно, что модернизация источников электрического освещения является достаточно эффективным мероприятием по электросбережению (рис. 4.3).

Наибольший эффект от рассматриваемого мероприятия может быть достигнут в ОЭС Центра, Урала и Сибири (1,2; 1,0 и 1,0 ГВт соответственно), что обусловлено значительным увеличением прогнозных уровней электропотребления в данных ОЭС и соответственно потребностью ввода больших объемов генерирующих мощностей или поиска альтернативных мероприятий по покрытию графиков электрической нагрузки.

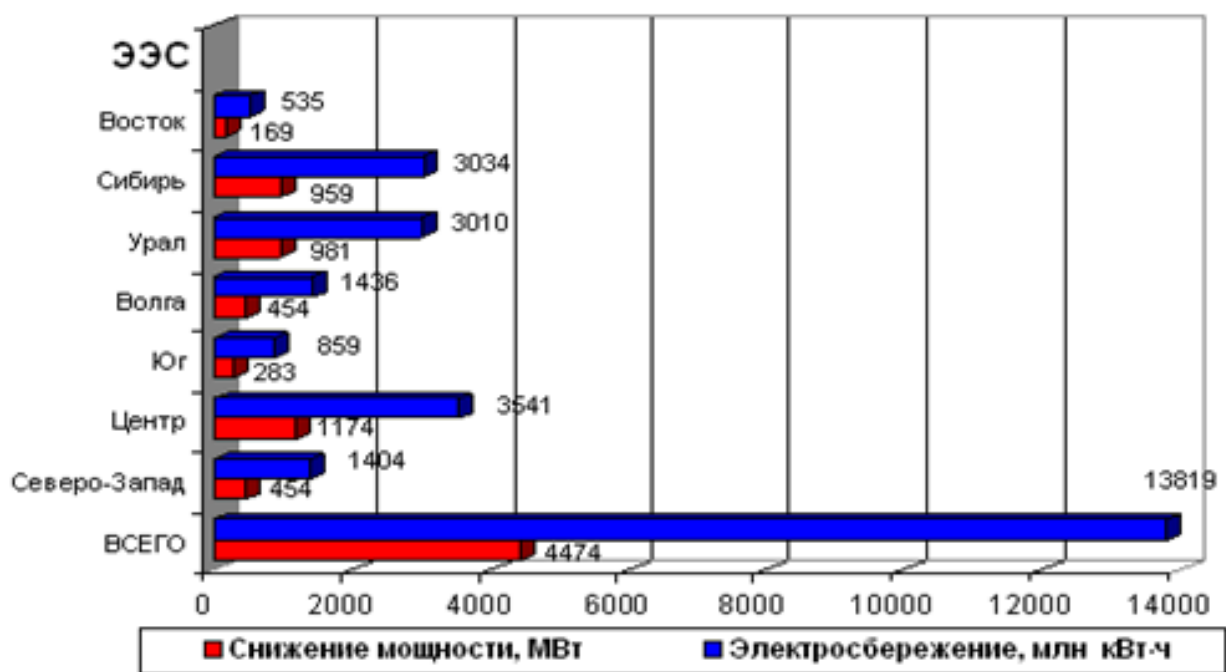


Рис. 4.3. Объемы модернизации электроосвещения

В суммарном отношении вариант развития ЕЭС России с модернизацией источников освещения по расчетным приведенным затратам в ЕЭС и анализируемых потребителей существенно дешевле, чем исходный вариант, не предусматривающий подобных мероприятий (табл. 4.3). В результате проведения данных мероприятий по электросбережению достигается ежегодная экономия топлива 73 млн тунт или 4,1 млрд долл. в денежном эквиваленте. В общей сложности в целом по ЕЭС в результате проведения этого мероприятия снижается ввод новых мощностей на 4,5 ГВт.

Таблица 4.3. Показатели экономической эффективности мероприятий по модернизации электроосвещения, млн долл.

Показатель	Значение
Снижение приведенных затрат на реализацию	312
Снижение затрат на топливо	4148
Экономия капиталовложений	4552
Снижение расхода топлива, млн т у.т.	73

Таким образом, для реализации могут быть рекомендованы наиболее массовые мероприятия по электросбережению, к которым возможно привлечение наибольшего количества потребителей электроэнергии. При их выборе следует руководствоваться основным критерием эффективности энергосбережения: оно должно проводиться в тех случаях, когда получаемый с его помощью эффект превышает затраты на его реализацию. Должен быть разработан механизм стимулирования потребителей к проведению сопутствующего электросбережения. Это могут быть льготное кредитование и предоставление налоговых льгот потребителям, которые в ходе модернизации или перевооружения своего производства, отдают предпочтение энергоэффективному оборудованию и технологиям или выполняют собственные внутренние программы по электросбережению. Среди малозатратных мероприятий следует уделять внимание социальной рекламе электросбережения и выявлению расточительного энергопользования. В группе капиталоемких мероприятий наиболее эффективными могут быть мероприятия, направленные на оптимизацию технологических процессов в отдельных отраслях промышленности (цветная и черная металлургия, машиностроение и металлообработка, строительство), а также межотраслевые мероприятия, такие как модернизация электропривода и сокращение оборота ламп накаливания.

Моделирование мероприятий по электросбережению при оптимизации развития электроэнергетических систем является одним из видов задачи комплексной оптимизации развития ЭЭС и потребителей электроэнергии, требующей для своего решения применения специализированных математических моделей. Оптимизационная модель СОЮЗ, позволяющая проводить исследование долгосрочного развития ЭЭС с учетом оказываемого со стороны потребителей электрической энергии влияния (изменение уровня электропотребления путем проведения различных мероприятий, направленных на электросбережение) в полной мере отвечает поставленным требованиям, поскольку рассматривает поведение потребителя электроэнергии в ЭЭС.

4.3. Анализ эффективности использования потребителей-регуляторов

4.3.1. Потенциал перспективных потребителей-регуляторов электрической нагрузки

Регулирование электрической нагрузки осуществляется с помощью потребителей-регуляторов (ПР), подразделяемых на два основных типа:

- специальные ПР (системные и продуктовые);
- обычные потребители электроэнергии, способные проводить регулирование на основе имеющихся резервов или требующие для этого дополнительной подготовки («обычные» ПР).

Системные ПР, как правило, являются субъектами энергосистемы, потребляющими электроэнергию в провалы графика электрической нагрузки и выдающими ее обратно в часы ее максимума. К ним относятся гидро- и воздухоаккумулирующие электростанции (ГАЭС и ВАЭС), аккумуляторы тепла на атомных станциях, сверхпроводящие индукционные накопители (СПИН) и т.п. Этот тип ПР в дальнейшем не рассматривается, поскольку не имеет прямого отношения непосредственно к потребителям электроэнергии.

Продуктовые ПР расходуют электроэнергию в провалы графика на производство собственной продукции без обратной выдачи. К продуктовым ПР относятся аккумуляционные установки электроотопления, электролизные установки для производства водорода, электромобильный транспорт, установки для обессоливания морской воды, дублирующий электропривод компрессорных станций газопроводов, сельскохозяйственные аккумуляционные электродвигатели и электронагреватели для горячего водоснабжения и отопления, установки для кормоприготовления и создания микроклимата.

В роли «обычного» ПР может выступать практически любой потребитель электроэнергии (производство, технологическая линия, коммунально-бытовая нагрузка или отдельный электроприемник) при условии, что режим его полного или частичного электропотребления может быть сдвинут во времени без ущерба основной деятельности, являющейся результатом этого электропотребления. Дополнительная подготовка потребителя к режиму регулирования как раз и подразумевает комплекс мероприятий по предотвращению такого ущерба.

Согласно результатам масштабных исследований, проведенных еще в 1970-е годы [426], наиболее перспективной для целей регулирования является нагрузка таких групп потребителей, как:

- электрифицированный транспорт;
- климатическое и морозильное оборудование;
- «обычные» потребители электроэнергии.

Современное состояние (характеристики, техническая готовность) и возможность применения этих и ряда других перспективных ПР представлены в табл. 4.4, где рассмотрены следующие позиции:

- тип ПР (продуктовый или «обычный»);

Таблица 4.4. Основные продуктовые и «обычные» потребители-регуляторы

Потребитель-регулятор	Тип	Функции	Режим регулирования	Стоимость, тыс. руб. (долл.)/кВт	Потенциал к 2030 г., млн кВт	Техническая готовность
Электрифицированный транспорт						
Автономный и контактный электротранспорт (электромобили, железнодорожные и городские электроконтактные сети)	Продуктовый (автономный). «Обычный» (контактный)	Провалы (автономный). Пики и провалы (контактный)	С, Н	9 (0,3) автономный	23,0–26,4 автономный	Серийное производство. Требуется развития инфраструктуры по обслуживанию
Водородомобили (производство водорода (электролиз воды))	Продуктовый	Провалы	С, Н	54 (1,8)	0,49–0,57	Рабочие образцы. Требуется удешевления
Климатическое оборудование						
Холодильные (морозильные) установки (промышленные, торговые и бытовые)	Продуктовый	Пики и провалы	С, Н	10 (0,33)	8,8–10,1	На практике. Требуется стимулирующих тарифов на электроэнергию
Системы отопления, горячего водоснабжения и кондиционирования с аккумулярованием тепла или холода	Продуктовый	Пики и провалы	С, Н	4,2–6,3 (0,14–0,21)	37,4–41,1	То же
«Обычные» потребители электроэнергии						
Бытовые потребители	«Обычный»	Пики и провалы	С, Н	0	13,6–14,7	То же
Производственные потребители	«Обычный»	Пики и провалы	С, Н, Г	0	8,6–10,1	То же
Высокоавтоматизированные предприятия (заводы-автоматы)	Продуктовый	Провалы	С, Н, Г	Нет данных	Нет данных	То же
Сельское хозяйство (кормоприготовление, водоподготовка, переработка молока и т.д.)	«Обычный»	Пики и провалы	С	0	0,16–0,22	То же

– функция или вид получаемого эффекта (сокращение нагрузки в часы пик и ее увеличение в часы провала или только последний эффект);

– характер режима регулирования, где С – регулирование суточного графика нагрузки; Н – регулирование недельного графика нагрузки; Г – регулирование годового графика нагрузки;

– стоимость на текущий момент времени, руб. (долл.) / кВт – определяется в соответствии с действующими прейскурантами предприятий-изготовителей, для некоторых позиций взята как средняя между различными изготовителями или однотипными устройствами;

– потенциал к 2030 г., МВт [427];

– определяемая уровнем научно-технического прогресса и социально-экономическими факторами степень технической готовности.

Автономный и контактный электротранспорт. Автономный электротранспорт или электромобили, в отличие от контактного электротранспорта, график работы которого практически не подлежит корректировке из-за сильной социально-экономической зависимости, следует рассматривать как один из наиболее перспективных и высокоэффективных ПР. Массовое применение электромобилей, обусловленное необходимостью решения проблемы экологии крупных городов за счет снижения количества вредных выбросов от автотранспорта, могло бы способствовать идеальному заполнению ночных провалов графиков электрической нагрузки.

Долгое время развитию электромобилей препятствовало отсутствие подходящих аккумуляторных батарей – дешевых, надежных, емких и экологических. Помимо этого оставалась нерешенной проблема нехватки аккумулированной электроэнергии для отопления и питания вспомогательных технических и обеспечивающих комфорт устройств. Этот недостаток резко снижал количество потенциальных пользователей и делал невозможной эксплуатацию электромобилей в местностях с холодным и даже умеренным климатом. Тем не менее, определившийся в последние годы прогресс в области производства аккумуляторов и специальных теплоаккумулирующих обогревателей позволил создать конкурентоспособные образцы электромобиля – прямого аналога современного городского автомобиля, т.е. комфортного транспортного средства со средней мощностью двигателя около 50 кВт и ценой около 15 тыс. долл., или 450 тыс. руб. (при курсе валют 1 долл. США = 30 российских рублей). Удельная стоимость мощности этого ПР составит около 9 тыс. руб./кВт (0,3 тыс. долл./кВт).

Массовому внедрению электромобилей будут способствовать такие факторы, как уровень цен на топливо для двигателей внутреннего сгорания и экологическая обстановка в местах компактного и массового проживания. Это позволяет предположить, что электромобили получат признание и уже к 2030 г. займут ощутимую часть суммарного автомобильного парка. Даже при условии, что их выпуск не превысит 10 % от общего числа вводимых в эксплуатацию транспортных средств, в мире к 2030 г. может быть произведено около 50 млн. электромобилей суммарной мощностью не менее 2500 млн. кВт. Для России

этот показатель может достичь величины от 0,47 до 0,53 млн единиц, а их установленная мощность составит от 23,0 до 26,4 млн кВт.

Водородомобили. Другой альтернативой традиционному автомобильному транспорту является водородомобиль, топливом для двигателя которого служит водород – перспективный энергоноситель с большими природными запасами. В свою очередь электролиз воды для производства водорода – еще одно электроемкое мероприятие, которое может быть использовано для заполнения провалов графика электрической нагрузки.

Электролизеры – промышленные установки для получения водорода и попутного ему кислорода из воды – существуют уже давно. При этом для получения 1 м³/ч (90 г/ч) водорода требуется мощность постоянного тока, равная 4–5 кВт. В ближайшие годы следует ожидать появления мощных промышленных электролизеров производительностью до 100 м³ водорода в час и мощностью около 300 кВт.

Водородомобили в перспективе могут дополнить парк электромобилей. Фактически, уже сегодня, суммарная мощность мирового автотранспорта превышает мощность всех существующих электростанций, поэтому массовый переход на электромобили может вызвать проблему дефицита электроэнергии для одновременной зарядки их аккумуляторов. При «осторожном» прогнозе относительно перспектив становления парка водородомобилей (не более 0,1 % от общего числа транспортных средств), их количество в России к 2030 г. может достичь от 0,047 до 0,053 млн шт. Производство энергоносителя для такого количества транспортных средств потребует установок суммарной потребляющей мощностью от 0,49 до 0,57 млн кВт при 7-часовом (в период провала графика электрической нагрузки) режиме их эксплуатации.

Холодильные (морозильные) установки. Использование холодильных или морозильных установок в качестве ПР может производиться за счет аккумуляирования холода, т.е. их работы во время провалов графика электрической нагрузки. В пиковые часы поддержание необходимой температуры осуществляется за счет улучшения теплоизоляции установки и сокращения притоков наружного воздуха. Аккумулирующих способностей некоторых образцов вполне хватает на период времени до нескольких суток, поэтому они могут использоваться для целей недельного регулирования.

Перевод холодильных (морозильных) установок в режим работы ПР будет сопряжен с их дооснащением таймером для программирования режима электропотребления и еще большим повышением теплоизоляционных характеристик. Ориентировочная стоимость такого дооснащения, исходя из действующих цен на электронные компоненты и теплоизоляцию, составит около 10 тыс. руб./кВт (0,33 тыс. долл./кВт). Такое значение можно принять в качестве ценовой характеристики этого ПР. В зависимости от различных экономических факторов количество модернизированного холодильного оборудования со сроком службы около 10 лет к 2030 г. может достичь от 59 до 66 млн шт. При этом, с учетом сделанного выше допущения, в качестве ПР может использоваться около 8,8 – 10,1 млн кВт.

Аккумуляционные климатические установки. Отопление, горячее водоснабжение и кондиционирование воздуха с аккумулярованием тепла или холода входят в число наиболее перспективных установок в плане регулирования электрической нагрузки.

Аккумуляционные климатические установки используют разные принципы аккумулярования тепла и холода:

– использование в качестве аккумулятора воды при атмосферном давлении (система применяется в сочетании с электронагревательными элементами, тепловыми насосами, кондиционерами воздуха и солнечными коллекторами);

– использование в качестве аккумулятора тепла воды под давлением (принцип аккумулярования основан на том, что при высоком давлении точка кипения жидкости повышается, в результате чего вода в том же объеме способна аккумуляровать значительно большее количество тепла);

– статическое и динамическое образование льда для аккумулярования холода (в динамической системе лед, образующийся на поверхности теплообменника и снижающий скорость дальнейшей теплопередачи, непрерывно удаляется механическим способом);

– аккумулярование энергии в наполнителе с нагревом электрическими нагревателями, горячим воздухом или за счет циркуляции горячей воды (резервуар с наполнителем помещается в подвальный помещении здания или в специальном бункере рядом с ним);

– высокотемпературные керамические аккумуляторы тепла (в качестве наполнителя в этой системе выступают керамические кирпичи, нагрев которого осуществляется только электронагревателями, отбор тепла происходит в результате пропускания через наполнитель воздуха с последующим его смешиванием с комнатным воздухом).

Для большей части России, в силу характерных климатических особенностей, наиболее актуальны технологии, связанные с аккумулярованием тепловой энергии. Средняя стоимость такого оборудования составляет порядка 4,2 – 6,3 тыс. руб./кВт (0,14 – 0,21 тыс. долл./кВт).

Применение установок электроотопления в качестве ПР будет связано с использованием тепловых аккумуляторов, коэффициент полезного действия которых составляет 87 %. При этом среднее соотношение потребляемой и отдаваемой мощности составит 2,5. В зависимости от различных экономических факторов в качестве ПР к 2030 г. может использоваться от 37,4 до 41,1 млн кВт мощности установок электроотопления.

«Обычные» потребители электроэнергии. Электрическая нагрузка имеет возможность саморегулирования в очень неожиданных направлениях и объемах. Потребители могут самостоятельно планировать и перераспределять свое электропотребление во временном разрезе и тем самым регулировать его (см. п. 4.4). Такое регулирование может потребовать дополнительных затрат, поскольку приводит к нарушению сложившегося распорядка работы и ухудшению уровня комфорта потребителей. Соответствующая компенсация за понесенные неудобства выполняется за счет стоимости электроэнергии в периоды

ее избытка. Таким образом, основным двигателем и стимулом к самостоятельному регулированию электропотребления являются тарифы на электроэнергию.

Можно выделить три группы потребителей, имеющих потенциальные возможности саморегулирования:

- бытовые потребители;
- производственные потребители;
- высокоавтоматизированные предприятия;
- сельское хозяйство.

Преимущество таких ПР заключается в том, что грамотное построение их работы позволяет не только заполнить провалы графика нагрузки, но и сгладить его пики. Регулирование нагрузки с их помощью может осуществляться, помимо суточного, в недельном и даже годовом разрезах (планирование объемов выпуска продукции, заполнение сезонных провалов производства и т.д.).

При всей схожести они отличаются видом получаемого эффекта и характером режима регулирования.

Быт. Согласно показателям социального развития на 2030 г. (удельное электропотребление в непромышленной сфере, численность населения и доля регионов в ней), суммарное электропотребление в быту может составить от 169 до 173 млрд кВт·ч. Если принять число часов использования установленной мощности в быту равным 3000, это будет соответствовать мощности электрической нагрузки от 56,3 до 57,6 млн кВт. Тогда, при «осторожном» предположении, что без особого ущерба для комфорта бытового потребителя возможно регулирование около 25 % этой мощности, объем бытовых ПР составит от 13,6 до 14,7 млн кВт. Предполагается, что такое регулирование может осуществляться за счет внутренних организационных резервов потребителей (изменение распорядка использования бытовой техники, перераспределение досуга и деятельности в светлое время суток и т.п.), поэтому затраты на него практически будут отсутствовать.

Производство. На саморегулирование электрической нагрузки производственных потребителей, так же, как и бытовых, непосредственное влияние оказывает соответствующая тарифная политика энергокомпаний, стимулирующая к изменению трудового распорядка (переходу на вечерние и ночные смены, смещению времени начала и окончания трудового дня и т.д.).

Предприятия обрабатывающей промышленности, по отношению ко многим другим отраслям, наиболее перспективны для использования в качестве ПР, объемы их использования в качестве ПР могут составить от 8,6 до 10,1 млн кВт. Этому способствуют возможность организации технологических процессов в обход требований к их неразрывности и бесперебойной подаче электроэнергии, гибкость связей между стадиями производства и способность работать «со склада» и «на склад».

Высокоавтоматизированные предприятия. Высокоавтоматизированные предприятия изначально проектируются для автономной эксплуатации и идеально подходят для работы в периоды провалов нагрузки, т.е. для их заполнения. С точки зрения регулирования электропотребления наибольший потен-

циал имеют обрабатывающие производства, производства пищевых продуктов, резиновых и пластмассовых изделий, электрооборудования, электронного и оптического оборудования.

В целом же вопрос использования в качестве ПР высокоавтоматизированных предприятий (заводов-автоматов) требует тщательного изучения, без которого представить сколько-нибудь обоснованные объемы применения этого типа ПР и дать прогноз о перспективах его развития не представляется возможным.

Сельское хозяйство. Сельскохозяйственные потребители имеют в своем составе электроприемники, работа которых может осуществляться в режиме ПР. Большинство из них связано с животноводством (кормоприготовление, водоподготовка, переработка молока). Общая величина потенциала использования сельскохозяйственных потребителей в качестве ПР составляет от 0,16 до 0,22 млн кВт.

4.3.2. Моделирование потребителей-регуляторов при оптимизации развития электроэнергетических систем

При описании в модели ЭЭС ПР следует учесть ряд следующих моментов:

– как перевод в режим ПР обычных потребителей электроэнергии, так и создание новых потребителей-регуляторов требуют некоторых капиталовложений;

– составляющая затрат на электроэнергию, используемую в режиме потребления может быть учтена на электростанциях, обеспечивающих в результате оптимизации режим энергосистемы, а не в текущих затратах потребителя;

– при сдвиге мощности ПР из пиковой зоны графика нагрузки в зону провала высвобождается часть генерирующих мощностей электростанций, этот режим может быть представлен как «генерация» потребителем-регулятором;

– работа ПР в зоне провала может рассматриваться как режим «потребления».

С учетом вышеуказанного математическую модель ПР применительно к задаче оптимизации развития ЭЭС можно записать в следующем виде:

$$\sum_{\tau} N_{k\sigma\tau} \leq \beta_{ks} N_k, \quad (4.7)$$

$$N_{k\sigma t} \leq \gamma_k \beta_{ks} N_k, \quad (4.8)$$

$$\beta_{ks} = (1 - g_{ks} - \beta_{ks}^{pem}), \quad (4.9)$$

$$\sum_{\tau} \tau N_{k\sigma\tau} \leq \eta_k \left(\sum_t N_{k\sigma t} \right) \tau_s^{\max}, \quad (4.10)$$

$$\tau_s^{\max} \sum_t N_{k\sigma t} \leq h_k \beta_{ks} N_k. \quad (4.11)$$

Уравнения (4.7) и (4.8) определяют доленое участие электрической мощности k -го потребителя-регулятора в «генерирующем» и «потребляющем» режи-

мах соответственно. Здесь N_k – суммарная мощность электроприемников потребителя-регулятора; N_{kst} – мощность «генерирующего» режима работы, продолжительностью τ часов в s -е сутки; N_{kst} – мощность «потребляющего» режима в час t в s -е сутки. Так же, как и в модели «мероприятия по электросбережению», β_{ks} является коэффициентом готовности мощности потребителя (долей мощности задействованных в работе электроприемников в их суммарной установленной мощности) и определяется согласно (4.9). В выражении (4.8) γ_k – коэффициент соотношения мощностей «генерирующего» и «потребляющего» режимов.

Уравнение (4.7) является ограничением использования мощности ПР в режиме «генерации» и определяет, что она физически не может превышать суммарную мощность всех электроприемников с учетом коэффициента готовности. В свою очередь зависимость (4.8) показывает, что мощность «потребляющего» режима также не может превышать суммарную мощность всех электроприемников в режиме «потребления» с учетом коэффициента готовности.

Выражения (4.7) и (4.8) для ПР дополнены уравнением связи по энергии «генерирующего» и «потребляющего» режимов (4.10) и ограничением среднесуточного числа часов использования h_k (4.11).

Смысл уравнения (4.10) заключается в том, что физически энергия «генерирующего» режима не может превышать энергию «потребляющего» режима.

Здесь τ_s^{\max} – длительность одного интервала; η_k – коэффициент полезного действия, который меньше единицы, если работа потребителя-регулятора связана с промежуточным накоплением или преобразованием электроэнергии, например – батареи у электромобиля, водохранилище у ГАЭС и т.д.

Ограничение на потребляемую энергию (4.11) определяется объемами производства продукции, продолжительностью рабочей смены и т.д.

4.3.3. Определение оптимальных масштабов применения перспективных потребителей-регуляторов электрической нагрузки

Определение оптимальных масштабов применения перспективных ПР производилось с помощью математической модели СОЮЗ с использованием блока, моделирующего потребители-регуляторы [33, 425].

Эффективность ПР оценивалась в различных федеральных округах РФ в период до 2030 г. Рассматривался сценарий экономического развития страны с уровнем электропотребления к 2030 г. 2165 млрд кВт·ч. При этом, помимо «конкуренции» ПР с традиционными типами генерирующего оборудования, присутствовала и «конкуренция» внутри самих ПР. Финансово-экономические результаты расчетов приведены в долларах США, по курсу 1:30 по отношению к российскому рублю. Полученные результаты сопоставлялись с исходным ва-

риантом оптимизации развития ЕЭС России, не предусматривающим использования ПР.

В результате исследования установлено, что наиболее оптимальным является использование ПР в следующих объемах:

1) Северо-Западный ФО: производственные ПР – 1177 МВт; сельскохозяйственные ПР – 27 МВт;

2) Центральный ФО: производственные ПР – 2024 МВт; сельскохозяйственные ПР – 58 МВт;

3) Приволжский ФО: производственные ПР – 808 МВт; сельскохозяйственные ПР – 54 МВт;

4) Южный ФО: производственные ПР – 456 МВт;

5) Уральский ФО: электромобили – 905 МВт; установки электроотопления с аккумулярованием тепла – 695 МВт; производственные ПР – 1393 МВт; сельскохозяйственные ПР – 14 МВт;

6) Сибирский ФО: установки электроотопления с аккумулярованием тепла 120 МВт; производственные ПР – 1288 МВт; сельскохозяйственные ПР – 40 МВт;

7) Дальневосточный ФО: электромобили – 1104 МВт; холодильные установки – 74 МВт; установки электроотопления с аккумулярованием тепла – 886 МВт; производственные ПР – 130 МВт; сельскохозяйственные ПР – 2 МВт.

При этом изменение вводов генерирующего оборудования принимает следующие значения:

1) Северо-Западный ФО: уменьшение вводов К-300у на 1294 МВт;

2) Центральный ФО: без изменений;

3) Приволжский ФО: без изменений;

4) Южный ФО: увеличение вводов К-300у на 592 МВт;

5) Уральский ФО: уменьшение вводов К-300у на 1589 МВт;

6) Сибирский ФО: увеличение вводов К-300у на 983 МВт;

7) Дальневосточный ФО: уменьшение вводов К-300у на 2289 МВт.

Вариант развития ЕЭС России с учетом применения ПР, по отношению к исходному, на 491 тыс. т у.т. экономичнее по топливу, а также требует на 3930 млн долл. и 623 млн долл. меньше капиталовложений и расчетных затрат соответственно (табл. 4.5).

По результатам проведенных расчетов видно, что наиболее эффективными типами ПР являются производственные и сельскохозяйственные ПР. Оптимальные объемы их применения близки к располагаемому потенциалу.

Наименее эффективны для применения в качестве ПР водородомобили и бытовые потребители. Причиной этого служат высокие начальные затраты первого и большие эксплуатационные издержки второго типа этих ПР.

Полученное в результате проведенных с помощью модели «СОЮЗ» распределение потенциала и оптимальных объемов применения перспективных ПР по регионам РФ представлено в табл. 4.6.

Таблица 4.5. Показатели экономической эффективности ПР, 2030 г.

Показатель	Федеральный округ							
	Северо-Западный	Центральный	Приволжский	Южный	Уральский	Сибирский	Дальневосточный	РФ
Затраты на топливо, млн долл.	4	17	130	117	-113	107	-138	124
Расход топлива, тыс. т у.т.	-573	117	901	1365	-2545	2364	-2120	-491
Капитальные вложения, млн долл.	-712	0	0	712	-1871	1398	-3457	-3930
Расчетные затраты, млн долл.	-134	23	133	260	-488	392	-809	-623

Таким образом, регулирование электрической нагрузки осуществляется с помощью ПР. Использование их потенциала при определении перспектив развития электроэнергетики позволяет снизить неравномерность графиков электропотребления, повысить эксплуатационные показатели генерирующих и электросетевых мощностей, а также улучшить их структуру при долгосрочной оптимизации.

Перспективы использования в качестве ПР имеют различные подвиды электрифицированного транспорта и климатического оборудования, а также ряд «обычных» потребителей электроэнергии. Суммарный потенциал всех типов ПР по России в целом составляет от 92,05 до 103,19 млн кВт.

Учет поведения потребителей-регуляторов при оптимизации развития электроэнергетических систем, как и в случае с мероприятиями по электросбережению, является одним из видов задачи комплексной оптимизации развития ЭЭС и потребителей электроэнергии, требующей для своего решения применения специализированных математических моделей.

Оптимизационная модель СОЮЗ, дополненная блоком модели ПР, позволяет проводить исследование долгосрочного развития ЭЭС с учетом возможного регулирования их электропотребления.

В результате расчетов по определению оптимальных масштабов применения перспективных видов ПР установлено, что наиболее эффективными для использования в их качестве являются промышленные и сельскохозяйственные потребители, относительно эффективны установки электроотопления с аккумулярованием тепла, электромобили и холодильные установки. Их основные масштабы могут найти эффективное применение в регионах:

Таблица 4.6. Распределение к 2030 г. потенциала и оптимальных объемов применения перспективных ПР по регионам РФ, млн кВт

Потребитель-регулятор	Федеральный округ							РФ
	Центральный	Северо-Западный	Южный	Приволжский	Уральский	Сибирский	Дальневосточный	
Электрифицированный транспорт								
Электромобили	6,8–7,8 (0,0)	2,5–2,8 (0,0)	3,2–3,7 (0,0)	4,5–5,1 (0,0)	2,1–2,4 (0,9)	2,9–3,4 (0,0)	1,0–1,2 (1,1)	23,0–26,4 (2,0)
Водородомобили	0,15–0,17 (0,00)	0,05–0,06 (0,00)	0,07–0,08 (0,00)	0,10–0,11 (0,00)	0,04–0,05 (0,00)	0,06–0,07 (0,00)	0,02–0,03 (0,00)	0,49–0,57 (0,00)
Климатическое оборудование								
Холодильные (морозильные) установки	2,3–2,6 (0,0)	0,8–1,0 (0,0)	1,4–1,6 (0,0)	1,9–2,1 (0,0)	0,8–0,9 (0,0)	1,2–1,4 (0,0)	0,4–0,5 (0,1)	8,8–10,1 (0,1)
Электроотопление с аккумулярованием тепла	11,2–12,3 (0,0)	3,8–4,2 (0,0)	5,8–6,3 (0,0)	8,0–8,8 (0,0)	3,6–4,0 (0,7)	4,2–4,6 (0,1)	0,8–0,9 (0,9)	37,4–41,1 (1,7)
«Обычные» потребители электроэнергии								
Бытовые потребители	3,5–3,7 (0,0)	1,3 (0,0)	2,2–2,3 (0,0)	3,0 (0,0)	1,1–1,2 (0,0)	1,9–2,1 (0,0)	0,6–1,1 (0,0)	13,6–14,7 (0,0)
Производственные потребители	2,7–3,1 (2,0)	1,0–1,2 (1,2)	0,6–0,7 (0,6)	2,0–2,3 (0,8)	1,2–1,4 (1,4)	1,1–1,3 (1,3)	0,0–0,1 (0,1)	8,6–10,1 (7,4)
Сельское хозяйство	0,05–0,06 (0,06)	0,02–0,03 (0,03)	0,02–0,03 (0,00)	0,04–0,05 (0,05)	0,00–0,01 (0,01)	0,03–0,04 (0,04)	0,00 (0,00)	0,16–0,22 (0,19)
Всего	26,7–29,73 (2,06)	9,47–10,59 (1,23)	13,29–14,71 (0,60)	19,54–21,46 (0,85)	8,84–9,96 (3,01)	11,39–12,91 (1,44)	2,82–3,83 (2,20)	92,05–103,19 (11,39)

- Уральский ФО (3,01 млн кВт);
- Дальневосточный ФО (2,12 млн кВт);
- Центральный ФО (2,06 млн кВт).

Использование в качестве ПР водородомобилей и бытовых потребителей оказывается неконкурентоспособным по отношению к остальным рассмотренным типам ПР.

Суммарные оптимальные масштабы применения потребителей-регуляторов по РФ в целом составляют 11,255 млн кВт, что, по отношению к исходным вариантам развития ЕЭС России, позволяет достичь экономии расхода топлива (491 тыс. т у.т.), капитальных вложений (3930 млн долл.) и расчетных затрат (623 млн долл.).

4.4. Оптимизация суточных графиков нагрузки активных потребителей

4.4.1. Формализация задачи оптимизации электропотребления активного потребителя

Возможности потребителя минимизировать свои расходы на покупку электроэнергии определяются в результате минимизации критерия

$$\min \left(C_p P_{\max} + \sum_{k=1}^K C_{ek} E_{nk} \right), \quad (4.12)$$

где C_p – удельная стоимость 1 кВт суточного максимума нагрузки; C_{ek} – удельная стоимость одного киловатт-часа электроэнергии; P_{\max} – максимум нагрузки потребителя, кВт·ч; E_{nk} – количество потребляемой за сутки электроэнергии, кВт·ч; K – количество интервалов, на которые разбивается суточный график потребления электроэнергии.

Критерий (4.12) отражает общий случай оплаты потребителем как потребляемой электроэнергии, так и максимума нагрузки, что характерно в настоящее время для промышленных потребителей [428]. Для бытовых потребителей, как правило, учитывается лишь вторая составляющая, которая интегрально учитывает и мощность, и энергию.

В качестве ограничений при минимизации критерия (4.12) рассматриваются следующие:

$$E_{nk} \geq E_{nk \min}, \quad k = \overline{1, K}; \quad (4.13)$$

$$0 \leq P_r \leq P_r \max. \quad (4.14)$$

Соотношение (4.13) отражает возможные ограничения по потребляемой электроэнергии на интервале k суточного графика нагрузки, определяемые технологическим минимумом с учетом особенностей технологии производства (например, технологическая броня). В случае задания подобного ограничения по мощности выражение (4.13) легко трансформируется на заданном интервале графика нагрузки. Неравенство (4.14) отражает ограничения на предельную суммарную мощность регулируемых электроприемников, перенос мощности

которых в другую зону графика нагрузки не приведет к снижению производительности потребителя. При этом

$$P_r = \sum_{i=1}^I P_{ri},$$

где P_{ri} – мощность единичного регулируемого электроприемника; I – число регулируемых электроприемников у потребителя.

При решении оптимизационной задачи (4.12) – (4.14) необходимо иметь в виду, что предельные значения регулируемой электрической нагрузки $P_{r \max}$, а также возможности ее переноса на другие зоны графика нагрузки, должны определяться эксплуатационным персоналом потребителя, хорошо знающим его технологические особенности и способность адаптироваться к изменениям электропотребления.

Оптимизационная задача (4.12) – (4.13) реализована с использованием генетического алгоритма [429]. Генетические алгоритмы в различных модификациях нашли широкое применение для решения различных электроэнергетических задач [430–432]. Реализованный вариант генетического алгоритма сопоставлялся со стандартным симплекс-методом линейного программирования и продемонстрировал свою эффективность.

4.4.2. Минимизация затрат активных потребителей на покупку электроэнергии

В качестве объектов для исследования рассмотрены следующие потребители:

- 1) студгородок Иркутского национального исследовательского технического университета (ИРНИТУ);
- 2) нефтеперерабатывающий цех;
- 3) медеплавильный завод.

Исследования проводились с учетом технологических особенностей потребителей. В соответствии с рекомендациями [428] приняты тарифные зоны суток применительно к ОЭС Сибири: ночная зона – с 23.00 до 7.00; полупиковая зона – с 9.00 до 18.00 и с 20.00 до 23.00; пиковая зона – с 7.00 до 9.00 и с 18.00 до 20.00. Для всех исследуемых объектов введены дифференцированные по трем зонам суток тарифы на электроэнергию, причем разница в оплате по тарифным зонам суток у потребителей зависит только от уровня напряжения питающей сети. С целью сопоставимости результатов исследований для всех трех потребителей в критерии оптимизации (4.12) учитывается лишь вторая составляющая.

Рассмотрим исходные условия и результаты исследований принятых потребителей [433].

Студгородок ИРНИТУ. Исходный суточный график активной нагрузки этого потребителя представлен на рис. 4.4 сплошной линией. Уровень питающего напряжения 6 кВ. Тарифы на электроэнергию по зонам составляют: в

ночной – 118,0 коп./кВт·ч; в полупиковой – 156,5коп./кВт·ч; в пиковой – 196,0 коп./кВт·ч. Потребляемая за сутки электроэнергия составляет 30131 кВт·ч, ее стоимость – 46418,95 руб. Регулируемая нагрузка составила 360 кВт (группа электроприемников комбината студенческого питания).

Результат оптимизации суточного графика нагрузки рассматриваемого потребителя показал, что суточная оплата потребляемой электроэнергии снизилась на 435 руб., что составило 1 % от общей суточной оплаты при исходном графике нагрузки. Результирующий оптимизированный суточный график нагрузки показан на рис. 4.4 пунктирной линией, которая в некоторые периоды суток совпадает с исходной кривой.

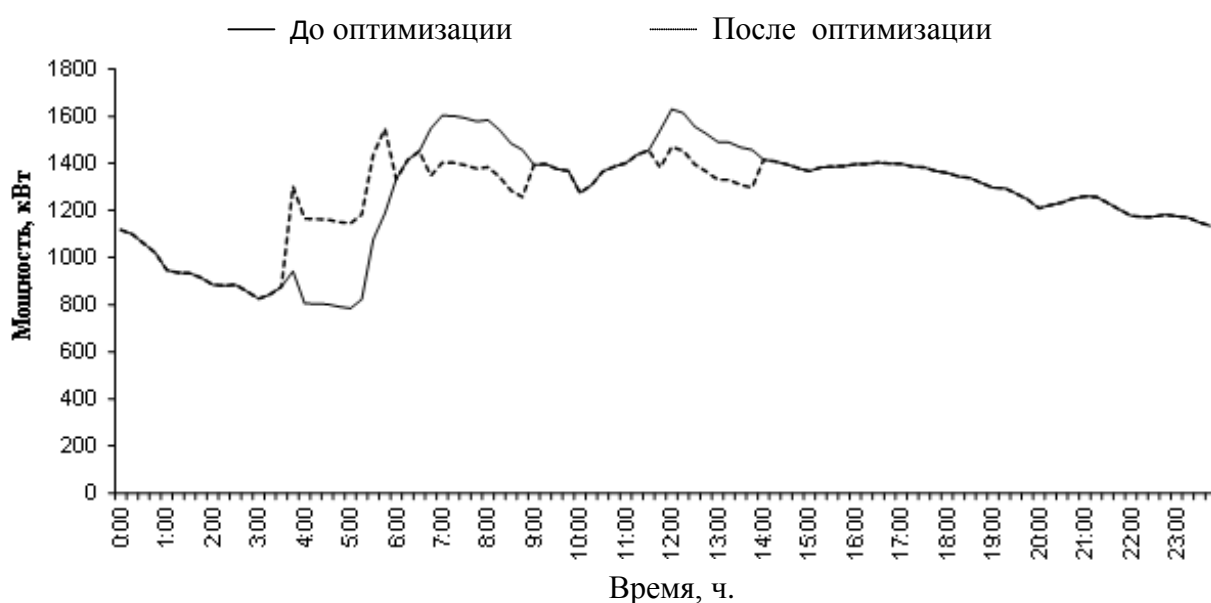


Рис. 4.4. Обобщенный график потребления активной мощности студгородка ИРНТУ до и после оптимизации

Нефтеперерабатывающий цех. Исходный суточный график активной нагрузки этого потребителя представлен на рис. 4.5 сплошной линией. Уровень питающего напряжения 35 кВ. Тарифы на электроэнергию по зонам составляют: в ночной – 106,0 коп./кВт·ч; в полупиковой – 145 коп./кВт·ч; в пиковой – 184,0 коп./кВт·ч. Потребляемая за сутки электроэнергия составляет 31 056 кВт·ч, ее стоимость – 45157,4 руб. Регулируемая нагрузка составила 750 кВт (насосное оборудование).

Результаты оптимизации суточного графика активной нагрузки этого потребителя показаны на рис. 4.5 пунктирной линией, которая в определенные периоды суток совпадает с исходной кривой. Суточная оплата потребляемой электроэнергии снизилась на 1170 руб., что составило 2,6 % от общей суточной оплаты при исходном графике нагрузки.

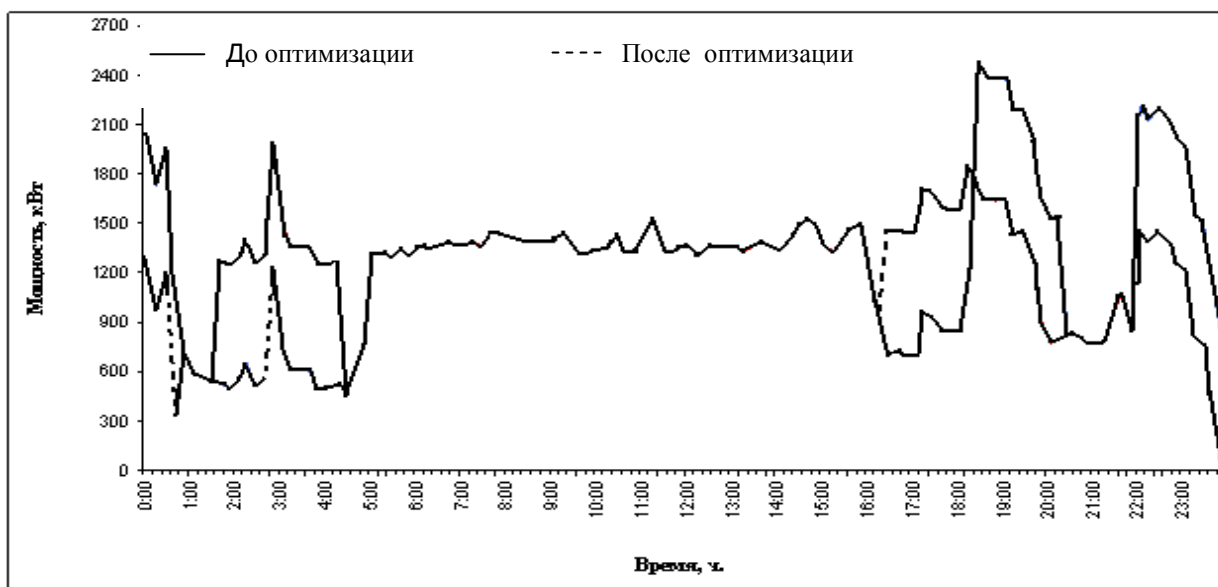


Рис. 4.5. Обобщенный график потребления активной мощности нефтеперерабатывающего цеха до и после оптимизации

Медеплавильный завод. Исходный суточный график активной нагрузки медеплавильного завода представлен на рис. 4.6 сплошной линией. Уровень питающего напряжения 110 кВ. Тарифы на электроэнергию по зонам составляют: в ночной – 84,0 коп./кВт·ч, в полупиковой – 122,0 коп./кВт·ч; в пиковой – 162,0 коп./кВт·ч. Потребляемая за сутки электроэнергия составляет 3 068,5 МВт·ч, ее стоимость – 3731397,97 руб. Регулируемая нагрузка составила 50 МВт (рудотермические печи и электролизные ванны).

Результаты оптимизации суточного графика активной нагрузки медеплавильного завода показаны на рис. 4.6 пунктирной линией. В некоторые периоды суток она совпадает с исходной кривой. Суточная оплата потребленной электроэнергии снизилась на 158307 руб., что составило около 4,3 % от общей суточной оплаты при исходном графике нагрузки.

4.4.3. Условия обеспечения активности потребителя

Выполненные в предыдущем разделе оценки по оптимизации суточных графиков трех видов потребителей, по существу, основывались на регулируемых, хотя и дифференцированных по зонам суток, тарифах на электроэнергию. Эти условия не дают потребителю стимулов быть активным в управлении собственным электропотреблением. Активность потребителя предполагает, что он в реальном времени либо на сутки вперед принимает решения о сокращении электропотребления или перемещении электроприемников на другой период с меньшей стоимостью электроэнергии.

Подобные возможности допустимы, прежде всего, для крупных потребителей, выведенных на рынок на сутки вперед либо на оптовый рынок электроэнергии, на котором текущая цена электроэнергии либо на сутки вперед формируется с учетом конъюнктуры спроса и предложения. Возможная экономия для них в оплате электроэнергии может при этом оказаться существенной,

оправдывающей мероприятия по реализации активного поведения этих потребителей в управлении собственным электропотреблением.

Упомянутые меры, кроме алгоритма оптимизации, подобного приведенному выше, должны включать технические средства и информационные технологии получения, обработки и представления информации о текущем электропотреблении и текущей цене электроэнергии, а также прогноза этих параметров на короткий период для создания резерва времени на принятие решений.



Рис. 4.6. Обобщенный график потребления активной мощности медеплавильного завода до и после оптимизации

5. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ ОТНОШЕНИЙ НА РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

5.1. Особенности задач развития электроэнергетики с учетом влияния факторов либерализации отношений

Выше (см. п. 1.2) при рассмотрении комплекса задач развития электроэнергетики в общем плане обсуждались особенности задач стратегического планирования электроэнергетических компаний при различных формах организации электроэнергетики. Отмеченные в п. 1.2 особенности задач в стратегических планах электроэнергетических компаний связаны главным образом с многокритериальностью этих задач, неопределенностью внешних условий развития для конкретных компаний, противоречивостью взаимоотношений компаний с другими субъектами взаимодействия. При этом специфика задач стратегического планирования электроэнергетических компаний была лишь обозначена без раскрытия деталей, характерных для реальных условий.

Реальные условия развития электроэнергетики с учетом факторов либерализации отношений связаны с несовершенством механизмов, определяющих функционирование и развитие электроэнергетических компаний в рыночной среде. В данной главе рассмотрены лишь некоторые из таких механизмов, а именно: влияние несовершенных электроэнергетических рынков на развитие электроэнергетики (п. 5.2); влияние особенностей корпоративного управления на развитие электроэнергетики (п. 5.3); моделирование и оценка эффективности экономического механизма внедрения возобновляемых источников энергии – "зеленые сертификаты" (п. 5.4). Детальное рассмотрение этих и других подобных реальных условий развития электроэнергетики позволяет скорректировать представления о перспективах развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и компаний.

5.2. Влияние несовершенных электроэнергетических рынков на развитие электроэнергетики

5.2.1. Исходные положения

Реальные конкурентные электроэнергетические рынки (ЭЭР) несовершенны. В частности, в [434] показано, что практически ни одно из условий возникновения (существования) совершенной конкуренции для электроэнергетических рынков не выполняется. В результате возникают различные проблемы ЭЭР [65, 434, 435], одной из которых является формирование олигополий, действия которых как в краткосрочном плане, так и в долгосрочной перспективе (в процессе развития и инвестирования), приводят к снижению эффективности данных рынков.

В связи со сказанным, актуальным является исследование несовершенных ЭЭР. Ниже рассматривается развитие генерирующих мощностей в условиях

несовершенной конкуренции и олигополистических ЭЭР – вопрос, исследованный в меньшей степени, особенно в России.

5.2.2. Электроэнергетические олигополии и проявление рыночной власти

Как указывается в [436–438], в Бельгии всю электроэнергетику контролируют только две компании. Во Франции, Испании и Австрии на долю двух наиболее крупных поставщиков приходится порядка 80 % ЭЭР. Олигополии также наблюдаются на ЭЭР Италии, Нидерландов и Германии, где два наиболее крупных поставщика занимают более 50 % ЭЭР. Столь высокая концентрация несет риск злоупотребления рыночной властью. В [438, 439] отмечается, что количество олигополистов снижается (за счет слияний и поглощений), а их размеры растут. Причем на уровне Европейского Союза противодействия этому процессу почти не оказывается, а на национальном уровне, наоборот, он фактически поддерживается, поскольку правительства стимулируют свои национальные компании к укрупнению, создавая так называемых «национальных чемпионов» с тем, чтобы они могли конкурировать за пределами национальных границ на формирующемся общеевропейском ЭЭР. В результате на рынке континентальной Европы на конец 2013 г. доминировали семь энергокомпаний: EDF, RWE, E.ON, Vattenfall, GDF Suez, Enel и Iberdrola [438]. При этом, как указывается в [437], даже компании с небольшой рыночной долей могут поднимать цены на ЭЭР в условиях ограниченности этих рынков. Кроме того, вертикальная интеграция газовых и электроэнергетических компаний, которая имеет место в регионе с рыночной властью первых, приводит к распространению этой власти на ЭЭР.

В электроэнергетике Дании на долю доминирующей компании приходилось 95 % ЭЭР. В Швеции доля двух поставщиков составляет более 70 % рынка. Олигополия также наблюдается на электроэнергетическом рынке Финляндии, где две генерирующие компании (ГК) занимают более 50 % рынка [436, 437]. В целом на скандинавском ЭЭР доминируют четыре компании (Vattenfall, E.ON, Fortum, Statkraft), которые в сумме занимают половину всего рынка [440].

ЭЭР Скандинавии, несмотря на периодические стрессовые ситуации, когда оптовые цены на электроэнергию в отдельные периоды времени существенно возрастали (например, в 2000 – 2001 гг. и в 2002 – 2003 гг.), в целом считается успешным [439]. Однако, согласно другой точке зрения [439, 441] высокие цены являются результатом проявления рыночной власти, а также недостатка инвестиций в генерирующие и передающие мощности в предыдущие годы. Следует добавить, что цены, даже на конкурентных низкоконцентрированных ЭЭР, чрезвычайно волатильны, и понять, чем вызвана эта волатильность (рыночной силой либо «нормальной» реакцией на ограниченность рынка в пиковые часы), крайне сложно [437]. Проявление рыночной власти отмечается на розничных ЭЭР Швеции [439], что приводит к росту розничных цен.

В Великобритании ЭЭР действует на принципах Британской системы передачи и торговли электроэнергией (ВЕТТА). В этой системе проявилась тенденция вертикальной интеграции ГК и сбытовых компаний. В настоящее время ЭЭР Великобритании, где две наиболее крупных ГК поставляют на рынок около 40 % всей электроэнергии [438], считается достаточно конкурентным. Вместе с тем вхождение в ЭЭР стало более трудным/рискованным (чем это было во времена пула) и возросла цена вхождения в рынок, в том числе благодаря указанной вертикальной интеграции [439]. Данная ситуация свидетельствует об олигополистическом характере этого рынка.

С начала процесса либерализации в Европе наблюдается тенденция объединения ЭЭР разных стран для повышения конкуренции. В качестве примеров можно привести такие объединенные рынки, как NordPool, система торговли электроэнергией ВЕТТА. Для повышения конкуренции на рынке во Франции в 2006 г. создана энергетическая биржа, которая была связана с бельгийской и голландской биржами в трехстороннем формате. На основе Бенилюкса (таможенно-экономический союз Бельгии, Нидерландов, Люксембурга) также создана единая биржа торгов электроэнергией. Тем не менее вопрос горизонтальной концентрации не был решен, и вследствие существования крупных олигополистов рыночная концентрация осталась высокой в большинстве стран. Кроме того, трансграничные слияния и поглощения привели к процессу повышения концентрации в Европе. Стремление Европы к единому конкурентному рынку с большим количеством участников, более низкими ценами, и соответствующим регулированием на данный момент является проблематичным.

Наиболее радикальные рыночные реформы в электроэнергетике проводились в Калифорнии. После введения там конкурентного рынка произошел значительный рост цен на электроэнергию, прежде всего в период высоких электрических нагрузок. Как показано в [442], основным фактором, "взвинтившим" цены, является рыночная власть, которую проявляли ГК в Калифорнии.

Электроэнергетический рынок «Пенсильвания–Нью-Джерси–Мэриленд» (ПДМ) [443] на Северо-Востоке США считается вполне успешным. Он включает рынки электроэнергии и мощности. Как отмечается в [439], в 2001 г. имели место значительные проявления рыночной власти на рынке мощности ПДМ. Однако корректировка правил работы этого рынка привела к тому, что он стал более конкурентным. Вместе с тем долгосрочный рынок мощности по-прежнему сильно концентрирован, а вероятность проявления на нем рыночной власти мощности остается высокой. В [439] даже утверждается, что рыночная власть является неотъемлемым свойством рынка мощности.

ЭЭР Техаса в целом считается одним из наиболее успешных и гибких рынков в США [439]. Вместе с тем и на нем проявляется рыночная власть, особенно в подсистемах, имеющих ограниченную пропускную способность линий электропередачи, связывающих их с основным энергообъединением.

Как следует из изложенного выше, рыночная власть проявляется на ЭЭР разных стран, имеющих различные организационные формы. Причем, как отмечается в [444], участники рынка используют все возможности, в том числе неполноту и неоднозначность рыночных правил, чтобы получить дополнитель-

ные конкурентные преимущества и экономические выгоды. Очевидно, что Россия, где произошла либерализация ЭЭР, уже столкнулась с теми же непростыми проблемами.

В России, согласно выполненным в ИСЭМ СО РАН оценкам, три наиболее крупных ГК занимают более половины электроэнергетического рынка Европейской части страны («Росэнергоатом» – 30 %, «Мосэнерго» – 12 %, «РусГидро» – 10 %). На Урале доля трех наиболее крупных ГК составляет 53 % всего объема рынка региона (ОГК-2 – 15 %, «E.ON Russia» – 22 %, «Enel Russia» – 16 %). В Сибири три наиболее крупных ГК также занимают более половины ЭЭР этого региона («Иркутскэнерго» – 29 %, ТГК-12 – 11 %, «РусГидро» – 13 %). В [445] выполнен анализ ЭЭР России для зон свободного перетока, где показано, что рынок является концентрированным. Имеются примеры проявления рыночной власти на оптовых ЭЭР России [446, 447]. Так, «Бийскэнерго», «Росэнергоатом», «Татэнерго» и ТГК-11 признаны виновными Федеральной антимонопольной службой в манипулировании ценами на оптовом рынке электроэнергии. Манипулирование выражалось в подаче необоснованно завышенных ценовых заявок и изъятии мощности с рынка.

На ЭЭР России после реформирования прослеживается та же тенденция, что и на европейских рынках, а именно – консолидация активов участников рынка. В частности, в 2011 г. завершилось слияние активов оптовых генерирующих компаний «ОГК-2» и «ОГК-6», принадлежащих "Газпрому". Это объясняется снижением издержек на управление объединенной компанией, ростом ее капитализации и другими причинами. В процессе консолидации к началу 2014 г. группа "Газпром энергохолдинг" имела в своем активе генерирующие компании: ОАО «Мосэнерго», ОАО «ТГК-1», ОАО «ОГК-2» и ОАО «МОЭК» (компания вошла в состав в конце 2013 г.) [448]. В результате, образовалась самая большая компания тепловой генерации по выработке электроэнергии и одна из крупнейших генерирующих компаний России (наряду с «Росэнергоатомом», «РусГидро» и «ЕвроСибЭнерго»). Еще один крупный поставщик электроэнергии "КЭС-холдинг", входящий в состав "Реновы", также идет по пути консолидации принадлежащих ему активов компаний ТГК-5, ТГК-6, ТГК-7 и ТГК-9.

Также наметилась тенденция объединения ГК со сбытовыми компаниями, которые инициировались компаниями, находящимися под контролем государства (ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «Росэнергоатом», ОАО «РусГидро») [449, 450]. В 2011 г. состоялось приобретение компанией «ИНТЕР РАО ЕЭС» ООО «Индекс энергетика – ФСК ЕЭС», «РусГидро» приобрело ООО «ЭСК Башкортостана». Эти сделки совершены с целью создания вертикально-интегрированной структуры и экспансии в регионы [449]. В процессе наращивания и консолидации активов особенно выделяется группа «ИНТЕР РАО ЕЭС», которая быстро наращивает свое присутствие практически во всех сегментах генерации и сбыта. Стратегия компании направлена на создание глобальной энергетической компании – одного из ключевых игроков мирового энергетического рынка с общей установленной мощностью 40 ГВт.

Складывающиеся тенденции горизонтальной и вертикальной интеграции энергокомпаний в отсутствие соответствующего регулирования будут способствовать формированию олигополий и усиливать проявления рыночной власти на ЭЭР России, что подтверждает зарубежная практика.

5.2.3. Опыт моделирования и исследования электроэнергетических олигополий

Во многих исследованиях, в частности в [451, 452], отмечается, что модель совершенного рынка не отражает реальных свойств ЭЭР и не соответствует поведению его участников, а полученные с ее помощью результаты не могут считаться достоверными. Поэтому значительное внимание уделяется моделированию и исследованию несовершенных электроэнергетических рынков.

В основном используются два подхода к моделированию несовершенной (олигополистической) конкуренции на ЭЭР: это модель аукционов (supply function equilibrium – SFE) и модель Курно [451]. В первом случае предполагается, что ГК участвуют в торгах/аукционах, подавая на них свои заявки по цене и объемам предложения электроэнергии, подобно тому, как это делается на спотовом или балансирующем рынках, т.е. ГК конкурируют как по объемам предложения, так и по цене электроэнергии. В модели Курно конкуренция ограничивается объемами предложения электроэнергии. Хотя указанные подходы различаются в отношении стратегических переменных (количество и цена в первом случае и только количество – во втором), оба они базируются на концепции равновесия Нэша [453].

В силу сказанного выше, считается, что SFE–модель лучше отражает конкуренцию на ЭЭР, чем модель Курно [453]. Кроме того, модель Курно вследствие своей специфики, «переоценивает» рыночную власть олигополистов и, особенно в краткосрочном периоде (когда эластичность спроса на электроэнергию низка), завышает цены и, соответственно, занижает объемы поставок на рынок электроэнергии [453–455]. В то же время более или менее подробное описание электроэнергетических систем (ЭЭС) с помощью SFE–модели невозможно из-за вычислительных ограничений [453]. Кроме того, за исключением очень простых случаев, существование и единственность решений, полученных с помощью SFE–модели, пока труднодоказуемы [453].

В долгосрочных задачах развития и инвестирования несовершенных ЭЭР SFE-модели практически не используются (по указанным выше причинам) и модель Курно занимает эту нишу [451, 453]. Несмотря на ограничения, указанные выше, она является достаточно гибкой, подстраиваемой под конкретные задачи, и позволяет детально учитывать физико-технические и экономические особенности электроэнергетики и ЭЭС, в том числе при их развитии и инвестировании. Следует при этом добавить, что при рассмотрении долгосрочных задач и, соответственно, использовании долгосрочной (достаточно высокой) эластичности спроса на электроэнергию цены, получаемые с помощью модели Курно, представляются адекватными [455]. Модель не имеет таких вычисли-

тельных ограничений, как SFE–модель. Как отмечается в [453, 455], модель Курно является приемлемой для решения задач долгосрочного развития и инвестирования электроэнергетики.

В мире разработано несколько различных математических моделей развития и инвестирования электроэнергетики в условиях несовершенного олигополистического рынка [451, 455–458 и др.]. Их анализ, показывает, что в основном это одноузловые модели, в большинстве из них недостаточно представлены разные типы генерирующих мощностей, слабо учитываются режимы работы электростанций и электропотребления. В некоторых работах ЭЭР рассматриваются как пространственно распределенные (многоузловые), а режимы работы электростанций и электропотребления представлены достаточно подробно [456]. Как правило, моделируются однопродуктовые рынки (электроэнергии), хотя в отдельных случаях учитываются рынки мощности и резервов. Иногда применяются достаточно сложные подходы для учета неопределенности. Для расчетов, как правило, используются упрощенные иллюстративные примеры. В отдельных работах задача поиска равновесий на ЭЭР сводится к решению смешанных задач дополнителности, используя тождественные преобразования нелинейных многокритериальных задач оптимизации (поиска равновесия) в системы равенств и неравенств [456].

В России уже появляются отдельные работы в области исследования несовершенных ЭЭР [454, 459, 460]. Однако вопросы развития и инвестирования в условиях несовершенной конкуренции и разработки соответствующих математических моделей для проведения исследований реальных ЭЭР пока не получили в этих работах должного отражения.

5.2.4. Модель несовершенного ЭЭР

Задаются несколько ГК и потребители, представленные агрегированной функцией спроса. Они находятся в одном узле. Поведение ГК определяется, с одной стороны, стремлением максимизировать свою прибыль (она задается как целевая функция компании), а с другой, – необходимостью учета балансовых и режимных ограничений ЭЭС. В собственности ГК находятся различные типы генерирующих мощностей (конденсационные, гидравлические, атомные, теплофикационные, гидроаккумулирующие – КЭС, ГЭС, АЭС, ТЭЦ, ГАЭС). Учитывается суточная, недельная и сезонная (внутригодовая) неравномерность электропотребления. Задается расчетный перспективный временной уровень. Все зависимости принимаются линейными. Моделируется оптовый рынок электроэнергии. Резервы мощностей частично учитываются путем задания коэффициента готовности. Модель является одноузловой. В качестве методологической базы используются подход Курно и концепция равновесия Нэша. Балансовые и режимные ограничения, описание ГЭС и ГАЭС взяты с соответствующей адаптацией из модели ОРПЭС [315].

Модель является двухэтапной. На первом этапе определяются годовая выработка электроэнергии ГК, равновесная среднегодовая цена на электроэнер-

гию, объемы новых вводов, которые должны (в совокупности с имеющимися мощностями) обеспечить требуемую выработку электроэнергии. На втором этапе полученные годовые показатели выработки электроэнергии распределяются по сезонам года, рабочим и выходным дням и часам суток для обеспечения почасового баланса мощностей в ЭЭС. Для выполнения указанного распределения требуется решение вспомогательной задачи линейного программирования.

Заданы: общий список компаний $L = \{ "A", "B", \dots \}$; общий список типов станций $I = \{ "ГЭС", "ГАЭС", "КЭС_УГОЛЬ", "КЭС_ГАЗ", "АЭС", \dots \}$; общий список сезонов $S = \{ "ЗИМА", "ВЕСНА", "ЛЕТО", "ОСЕНЬ" \}$; общий список часов $T = \{ 1, 2, \dots, 24 \}$; набор констант $c = \{ c_{li}, l \in L, i \in I \}$, в котором c_{li} – удельные издержки на генерацию электроэнергии станциями типа i , принадлежащими компании l ; набор констант $\tau^w = \{ \tau_s^w, s \in S \}$, в котором τ_s^w – эквивалентное число рабочих суток в сезоне s (т.е. такое число суток, при умножении которого на объем электроэнергии в максимальных сутках сезона получается электропотребление, равное принятому сезонному потреблению); набор констант $\tau^h = \{ \tau_s^h, s \in S \}$, в котором τ_s^h – эквивалентное число выходных суток в сезоне s ; набор констант $k = \{ k_{li}, l \in L, i \in I \}$, в котором k_{li} – удельные капвложения, осуществляемые компанией l в развитие электростанций типа i ; константа f – коэффициент возврата капитала (CRF – Capital Recovery Factor); набор констант $b = \{ b_{li}, l \in L, i \in I \}$, в котором b_{li} – постоянные эксплуатационные издержки станций типа i компании l ; набор констант $z^0 = \{ z_{li}^0, l \in L, i \in I \}$, в котором z_{li}^0 – имеющийся уровень установленных мощности станций типа i , принадлежащих компании l , с учетом демонтажа и предопределенных вводов в течение расчетного периода; набор констант $\bar{z} = \{ \bar{z}_{li}, l \in L, i \in I \}$, в котором \bar{z}_{li} – максимально возможный уровень установленной мощности станций типа i , принадлежащих компании l ; константа \bar{v} – максимальная годовая электрическая нагрузка потребителей в расчетном году; набор констант $w = \{ w_{st}, s \in S, t \in T \}$, в котором w_{st} – прогнозируемый спрос в сезоне s в час t в рабочие дни в расчетном году; набор констант $h = \{ h_{st}, s \in S, t \in T \}$, в котором h_{st} – прогнозируемый спрос в сезоне s в час t в выходные дни в расчетном году; набор констант $\alpha^w = \{ \alpha_{lis}^w, l \in L, i \in I, s \in S \}$, в котором α_{lis}^w – коэффициент минимально допустимой мощности в сезон s в рабочие дни станций типа i , принадлежащих компании l ; набор констант $\alpha^h = \{ \alpha_{lis}^h, l \in L, i \in I, s \in S \}$, в котором α_{lis}^h – коэффициент минимально допустимой мощности в сезон s в выходные дни станций типа i , принадлежащих компании l ; набор констант $\beta_{lis}^h = \{ \beta_{lis}^h, l \in L, i \in I, s \in S \}$, в котором β_{lis}^h – коэффициент максимально допустимой мощности в сезон s станций типа i , принадлежащих компании l ; константа d – свободное слагаемое в линейной функции спроса; константа q – коэффициент, определяющий переменную составляющую линейной функции спроса.

Переменные: вектор $x = \{x_{list}, l \in L, i \in I, s \in S, t \in T\}$, в котором x_{list} – рабочая мощность в сезон s в час t в рабочие дни станций типа i , принадлежащих компании l ; вектор $y = \{y_{list}, l \in L, i \in I, s \in S, t \in T\}$, в котором y_{list} – рабочая мощность в сезон s в час t в выходные дни станций типа i , принадлежащих компании l ; вектор $z = \{z_{li}, l \in L, i \in I\}$, в котором z_{li} – установленная мощность на станциях типа i , принадлежащих компании l ; p – среднегодовая рыночная цена за единицу электроэнергии; v – переменный годовой максимум электрической нагрузки потребителей с учетом эластичности спроса.

Эман 1. Каждая компания $l \in L$ функционирует, исходя из максимума получаемой прибыли, которая является целевой функцией компании l . Она определяется следующим образом:

$$\sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w (p - c_{li}) x_{list} + \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h (p - c_{li}) y_{list} - f \sum_{i \in I} k_{li} (z_{li} - z_{li}^0) - \sum_{i \in I} k_{li} b_{li} z_{li}. \quad (5.1)$$

Первое слагаемое представляет собой разницу дохода, получаемого компанией, и топливных затрат в рабочие дни за год. Второе – то же, но в выходные дни в течение года. Третьим слагаемым являются затраты на вводы новых генерирующих мощностей, приведенные к годовой размерности с использованием коэффициента возврата капитала (CRF), а четвертым – годовые постоянные эксплуатационные затраты.

В силу технических требований, вводятся ограничения на рабочие мощности, которые имеют вид

$$\begin{aligned} \alpha_{lis} z_{li} &\leq x_{list} \leq \beta_{lis} z_{li}, \quad l \in L, i \in I, s \in S, t \in T, \\ \alpha_{lis} z_{li} &\leq y_{list} \leq \beta_{lis} z_{li}, \quad l \in L, i \in I, s \in S, t \in T. \end{aligned} \quad (5.2)$$

Установленные мощности должны быть не меньше существующих и не больше максимально возможных:

$$z_{li}^0 \leq z_{li} \leq \bar{z}_{li}, \quad l \in L, i \in I. \quad (5.3)$$

Кроме того, учитываются ограничения на суммарную годовую выработку тепловых и атомных станций. Ограничения для ГЭС записываются для каждого сезона, а для ГАЭС – для каждых суток. Также вводятся дополнительные режимные ограничения на выработку электростанций в ночные часы (за исключением АЭС) и на сезонную выработку.

Потребители электроэнергии могут реагировать на уровни цен, меняя объемы своего потребления в соответствии с функцией спроса: $E_d = d - qp$. Поэтому введем переменный годовой максимум нагрузки $v, 0 \leq v \leq \bar{v}$, учитывающий реакцию потребителей на цену электроэнергии. Предварительно определим величины $\bar{v} = \max_{s \in S, t \in T} \{w_{st}\}$ – максимум годовой нагрузки и

$$\delta_{st}^w = \frac{w_{st}}{\bar{v}}, \quad \delta_{st}^h = \frac{h_{st}}{\bar{v}}, \quad s \in S, t \in T. \quad (5.4)$$

Значение самой переменной v определяется из условия равенства годового предложения электроэнергии годовому спросу

$$v \left[\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w \delta_{st}^w + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h \delta_{st}^h \right] = d - qp \quad (5.5)$$

Таким образом, модель состоит из системы задач линейного программирования (5.1)–(5.3), условия равенства спроса и предложения (5.5), дополненных режимными ограничениями на годовую, сезонную, суточную и ночную выработку разных типов электростанций. В данном виде исследуемая задача представляет собой так называемую обратную задачу линейного программирования: найти значение $p^* \geq 0$ такое, что при $p = p^*$ оптимальные решения удовлетворяют соотношениям (5.5). Находим равновесное значение цены p^* из равенства спроса и предложения, например, дихотомией по переменной p .

Эман 2. При условии снижения величины годового максимума пропорционально отражается в снижении нагрузок по сезонам и часам, баланс рабочих мощностей запишется следующим образом:

$$\begin{aligned} \sum_{l \in Li \in I} x_{list}^*(p) &= \delta_{st}^w v, \quad s \in S, \quad t \in T, \\ \sum_{l \in Li \in I} y_{list}^*(p) &= \delta_{st}^h v, \quad s \in S, \quad t \in T. \end{aligned} \quad (5.6)$$

Решается задача перераспределения найденных величин $x_{list}^*(p)$ и $y_{list}^*(p)$ в соответствии с равенствами (5.6). На первом этапе была определена величина v^* из равенства (5.5), в правой части которого $p = p^*$, затем – величины

$$E_l^* = \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \left(\tau_s^w x_{list}^*(p) + \tau_s^h y_{list}^*(p) \right). \quad (5.7)$$

После этого решается вспомогательная задача линейного программирования, что совместно с введением дополнительных режимных ограничений на ночную и сезонную выработку позволяет добиться соблюдения суточного графика нагрузки с приемлемой точностью.

Для моделирования рынка олигополии цена p в задачах (5.1)–(5.3) с режимными ограничениями становится обычной переменной, добавляются выражения, определяющие спрос и связывающие его с предложением. Соответствующие задачи становятся задачами нелинейного программирования. Для нахождения равновесного значения, как указывалось ранее, используется методика Курно – каждая компания по очереди максимизирует свою прибыль, изменяя объем своей предлагаемой годовой энергии (и соответственно p) при неизменном поведении остальных компаний до тех пор, пока цена p и годовые объемы электроэнергии не станут постоянными.

Все рассматриваемые задачи оптимизации – задачи большой размерности (несколько десятков тысяч переменных и уравнений). Решение осуществлялось в системе GAMS – General Algebraic Modeling System.

5.2.5. Исследования несовершенного электроэнергетического рынка

Рассматривается ЭЭР в Центральной энергозоне Европейской секции Единой энергосистемы России на уровне 2030 г. В данной энергозоне действуют электростанции генерирующих компаний ОГК-1,3,4,5,6, ТГК-2,3,4,6, МОЭК, «ИНТЕР РАО ЕЭС», «РусГидро» и «Росэнергоатома». Возможное развитие этих ГК на рассматриваемую перспективу принимается согласно базовому сценарию Энергетической стратегии России до 2030 г. (ЭС-2030) [298]. Мелкие ТЭЦ, принадлежащие промышленным предприятиям, объединены в отдельную категорию – блок-станции. В табл. 5.1 даны основные экономические показатели электростанций в ценах 2006 г. Для расчета CRF принимались ставка дисконтирования в размере 15 % и срок возврата капитала в течение 15 лет [461].

Электропотребление и годовой максимум нагрузки принимались равными 422 ГВт.ч/год и 69 ГВт, что соответствует базовому сценарию ЭС-2030. Для решения поставленной задачи требуется долгосрочная функция спроса на электроэнергию, которая определяется следующим образом. Предполагая, что заданное выше электропотребление удовлетворяется в условиях совершенного рынка, определяем цену электроэнергии, равную долгосрочным предельным затратам покрытия данного электропотребления. Таким образом, получается одна точка функции спроса (ФС). Экспертно, на основе имеющихся данных [455, 462], оценивается долгосрочная эластичность спроса на электроэнергию. Принято несколько вариантов: $-0,5$; $-0,7$; $-0,9$ (среднее значение рассматривается как наиболее возможное). Поскольку ФС линейна, зная одну точку этой функции и эластичность спроса, можно определить выражение, описывающее эту функцию, используя известные соотношения.

Таблица 5.1. Экономические показатели электростанций

Показатель	ГАЭС	Угольные КЭС	Газовые КЭС	АЭС	ТЭЦ
Капвложения, долл. / кВт	840	1400	750	2250	1050
Постоянные эксплуатационные издержки, % капвложений	3	4	5	4	3
Топливные издержки, цент / кВт·ч	–	2,2–3,2	3,5–4,8	0,7	3,5–4,6

Рассматриваются несколько сценариев исследования ЭЭР. В первом сценарии (С1) рассчитывается ситуация совершенного рынка и определяется функция спроса. Данный сценарий является «базовым». Сравнение с ним последующих сценариев должно показать, насколько отличны результаты, полученные для условий несовершенного рынка. Во втором сценарии (С2) существующая на российском ЭЭР ситуация экстраполируется на весь расчетный период. В третьем сценарии (С3) рассматривается ситуация, когда проявляется намечающаяся на российском ЭЭР тенденция слияний ГК. Предполагается что

«Газпром», собственник ОГК-6 и владелец большей части акций ТГК-3, объединяет свои генерирующие активы. Кроме того, «ИНТЕР РАО ЕЭС» концентрирует свои активы, включая те, которые компания может получить в ближайшее время (ОГК-1, Ивановские ПГУ, ТГК-6 [463]). В результате на ЭЭР Центральной энергетической зоны количество ГК сокращается и появляются новые более крупные участники. В четвертом сценарии (С4) Петровская и Мучкапская КЭС (ПКЭС и МКЭС) формируют отдельную ГК, которая является новым участником рынка. В пятом сценарии (С5) принимается, что «Росэнергоатом», являясь государственной корпорацией, осуществляет вводы генерирующих мощностей АЭС, не ориентируясь на рыночную конъюнктуру и используя свою рыночную власть, а согласно принятым государственным программам развития ядерно-энергетической отрасли, т.е. фактически здесь моделируется регулирование вводов мощностей на АЭС.

Основные результаты расчетов на модели представлены в табл. 5.2 и 5.3. Результаты даны для среднего значения эластичности спроса на электроэнергию (-0,7). Как видно из табл. 5.2, в условиях несовершенного рынка, в отсутствие необходимых регулирующих воздействий вводы генерирующих мощностей резко снижаются. Причем в первую очередь снижаются вводы капиталоемких атомных и угольных КЭС. Вводы минимальны в сценарии слияния ГК (С3), составляя только половину от вводов при совершенном рынке. Это обусловлено тем, что слияние ГК усиливает их рыночную власть. В сценарии С4 новый участник рынка (МКЭС и ПКЭС), максимально развивает свои мощности (в других сценариях эти мощности вводятся лишь частично или не вводятся вообще). Это приводит к росту суммарных вводов по сравнению со сценарием С3 и даже С2, в котором фактически заложена существующая рыночная структура. Максимальные объемы вводов (для несовершенных рыночных условий) имеют место в сценарии С5, где «Росэнергоатом» вследствие применяемых к нему мер регулирования вынужден обеспечивать максимальные вводы. Однако и в этом сценарии объемы суммарных вводов ниже, чем в сценарии С1 (совершенный рынок), поскольку другие ГК ограничивают свои вводы, стремясь поднять равновесную цену на рынке.

Таблица 5.2. Основные энергетические показатели сценариев

Показатель	С1	С2	С3	С4	С5
Предложение электроэнергии, Вт·ч/год	422,6	374,2	369,5	381,3	417,5
Установленная мощность, ГВт	78,0	64,7	63,9	66,2	71,9
в том числе на АЭС	24,5	13,3	13,8	12,4	24,5
КЭС	10,8	8,4	7,1	10,8	6,3
Объемы вводов, ГВт	28,3	15,0	14,2	16,6	22,2
в том числе на АЭС	12,7	1,4	1,9	0,6	12,7
КЭС	6,7	4,3	3,0	6,7	2,2

Указанные выше манипуляции вводами приводят к соответствующему занижению предложения электроэнергии на рынке. Во всех сценариях несовершенного рынка оно ниже, чем в условиях совершенного рынка. Только сценарий С5 приближается (вследствие используемых в нем регулирующих мер), но не достигает выработки при совершенном рынке (см. табл. 5.2). В результате, потребители вынуждены снижать в долгосрочном плане свое электропотребление, уходя от общественного оптимума и неся экономические потери.

Как следует из табл. 5.3, в условиях несовершенного рынка среднегодовые цены на электроэнергию возрастают на 14–18 % по сравнению со сценарием С1. Исключение составляет только сценарий С5, в котором предусмотрены регулирующие меры, в результате чего цена в этом сценарии приближается к цене совершенного рынка. Потери потребителей от завышения цен на ЭЭР (по сравнению с совершенным рынком) велики и для энергозоны Центра составляют 4,6–5,5 млрд долл./год на уровне 2030 г. При этом прибыль производителей несколько превышает 13 млрд долл./год для условий совершенного рынка и сценария регулирования, возрастая до 19–19,5 млрд долл./год при несовершенной конкуренции. В сценарии С5 данные показатели близки к показателям совершенного рынка.

Таблица 5.3. Основные экономические показатели сценариев

Показатель	С1	С2	С3	С4	С5
Равновесная оптовая цена, цент/кВт·ч	8,3	9,7	9,8	9,5	8,4
Потери потребителей, млрд долл./год	–	5,2	5,5	4,6	0,4
Прибыль производителей, млрд долл./год	13,4	19,5	19,8	18,9	13,5

Расчеты, выполненные для разных значений эластичности спроса на электроэнергию, показали, что этот фактор оказывает заметное влияние на результаты. В случае снижения эластичности до $-0,5$, дополнительное сокращение вводов достигает 1–1,5 ГВт (в сценариях С2 и С3). При эластичности, повышенной до $-0,9$, дополнительные вводы в этих сценариях составляют 1–1,2 ГВт. Соответственно, цена в указанных сценариях при пониженной эластичности возрастает на 25–30 % (по сравнению с ценой совершенного рынка), а при повышенной – только на 10–12 %. В меньшей степени влияние эластичности проявляется в сценарии С4, где появляется новый участник рынка и очень мало – в сценарии С5, где вводы АЭС задаются.

Следует отметить, что во всех сценариях для всех рассматриваемых условий выполнялись балансы мощности и энергии в годовом разрезе и по часам суток, а также обеспечивались необходимые режимы работы разных типов электростанций.

5.2.6. Анализ результатов

Как показывает анализ зарубежного опыта, рыночная власть проявляется на ЭЭР, имеющих самые разные организационные формы. В России, где сформировались конкурентные оптовые ЭЭР, складывающиеся тенденции горизонтальной и вертикальной интеграции энергокомпаний будут способствовать формированию олигополий и усиливать проявления рыночной власти.

За рубежом разрабатываются модели несовершенного ЭЭР. Однако пока внимание исследователей сосредоточено в основном на проблеме функционирования этих рынков. Учет факторов развития и инвестирования в моделях пока ограничен. При рассмотрении долгосрочных задач и соответственно использовании долгосрочной эластичности спроса на электроэнергию, применение модели Нэша – Курно считается оправданным. В России подобные исследования находятся в зачаточном состоянии.

Разработана одноузловая математическая модель несовершенного ЭЭР с учетом развития и инвестирования генерирующих мощностей. Все зависимости в моделях принимаются линейными. Моделируется оптовый рынок электроэнергии. В качестве методологической базы для моделирования несовершенного ЭЭР используются подход Курно и концепция равновесия Нэша.

Как показывают расчеты, выполненные с использованием разработанной модели, в условиях несовершенного рынка в отсутствие необходимых регулирующих воздействий вводы генерирующих мощностей снижаются практически в 2 раза. В первую очередь снижаются вводы капиталоемких атомных и угольных КЭС. При этом вводы минимальны в варианте слияния генкомпаний, что обусловлено ростом рыночной власти консолидированных ГК. Снижение вводов приводит к соответствующему занижению предложения электроэнергии на рынке. В результате в условиях несовершенного рынка возрастают цены, потери потребителей и прибыль производителей. В сценарии регулирования все рассмотренные энергоэкономические показатели заметно улучшаются и приближаются к уровню показателей совершенного рынка, хотя все еще остаются несколько хуже.

5.3. Влияние особенностей корпоративного управления на развитие электроэнергетики

Корпоративное управление (КУ) «объединяет в себе нормы законодательства, нормативные положения и практику хозяйствования в частном секторе, что позволяет привлекать финансовые и кадровые ресурсы, эффективно осуществлять хозяйственную деятельность и, таким образом, продолжать свое функционирование, накапливая долгосрочную экономическую стоимость путем повышения стоимости акций и соблюдая при этом интересы акционеров и общества в целом» [464]. Оно является одним из ключевых факторов инвестиционной привлекательности зарубежных корпораций и доказало возможность увеличивать их конкурентоспособность в получении более доступных, недоро-

гих и стабильных источников финансирования. Влияние корпоративного управления на развитие российской электроэнергетики рассматривается через ее инвестиционную привлекательность.

КУ остается уязвимой сферой мировой экономики, особенно на развивающихся рынках, и привлекает повышенное внимание со стороны инвестиционного сообщества. Для инвесторов корпоративное управление является существенным фактором риска, с которым они сталкиваются в современных условиях. Последние опросы институциональных инвесторов показали, что большинство членов инвестиционного сообщества в ходе принятия взвешенных решений о вложении средств рассматривают его наряду с ключевыми финансовыми показателями, особенно в странах с низкими стандартами корпоративного управления и правовой защиты. Среди предложенных зарубежным бизнесменам и экспертам факторов значимости в пользу российских компаний при принятии ими инвестиционных решений за «общее качество корпоративного управления» и «приверженность деловой этике» получили по 8,1 балла, за «высокий уровень транспарентности» – 9 баллов из 10 максимально возможных [465].

По общему мнению специалистов в области КУ, выраженному известным американским экономистом М. Дженсенем «...даже в условиях в целом эффективно функционирующей рыночной экономической системы развитых стран, плохая работа механизмов КУ в отдельных компаниях ведет к снижению их стоимости в среднем на 32 %. В странах с переходной экономикой, только создающих рыночную систему, отсутствие эффективных механизмов КУ приводит к еще большим потерям в стоимости компаний» [466].

На современном этапе инновационного развития отечественной экономики КУ является одной из основных проблем, тормозящих создание благоприятного инвестиционного климата в стране.

5.3.1. Зарубежная и российская практика корпоративного управления

Основным элементом в системе КУ развитых стран являются «типовые» модели КУ – англо-американская и германская. Эти модели созданы на основе схожих черт национальных мировых моделей и общепринятых в мировой практике принципов КУ [467].

Типичными представителями с англо-американской моделью КУ являются США и Великобритания. Германская модель характерна для самой Германии и некоторых других стран континентальной Европы, а также для Японии и Кореи. Иногда японскую модель КУ рассматривают как самостоятельную [468].

Англо-американская модель применяется в странах с рассредоточенной структурой акционерного капитала, т. е. с преобладанием множества мелких (миноритарных) акционеров. Характер собственности и голосующих прав при такой модели дисперсный, поскольку крупные (мажоритарные) собственники отсутствуют. Менеджеры наделены существенными правами, и основной конфликт находится в области «собственник–менеджер». Англо-американская модель КУ опирается на многолетние традиции высокоразвитых и высоколиквид-

ных фондовых рынков, которые являются основным инструментом внешнего контроля и улучшения КУ.

Германской модели КУ присуща концентрированная структура акционерного капитала. Собственность находится у небольшого числа акционеров, голосующие права привязаны к правам собственности, позиции миноритарных собственников и менеджеров слабые. Основным конфликтом в этой модели – «слабые менеджеры, слабые миноритарные собственники – сильные мажоритарные собственники». Рыночные механизмы корпоративного контроля здесь менее развиты. Основным инструментом улучшения КУ выступает головной банк (вокруг которого, как правило, формируется система внешнего корпоративного контроля).

Общепринятые в мировой практике принципы КУ являются результатом обобщения практически векового опыта в области корпоративного управления государствах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) и потенциальным сводом так называемых «стандартов его наилучшей практики» в странах, заинтересованных в привлечении инвестиций:

1) справедливость (соблюдение прав акционеров, защита владельцев акций и равное отношение к акционерам);

2) ответственность (учет роли заинтересованных лиц в управлении компанией);

3) прозрачность (своевременное и достоверное раскрытие информации и обеспечение свободного доступа к ней);

4) подотчетность (обязанность Совета директоров (СД) обеспечивать эффективное текущее и стратегическое руководство компанией, надлежащий контроль работы органов управления, подотчетность перед акционерами и компанией в целом).

Вопросами эффективного КУ в России стали активно заниматься в 2000–2004 гг., поэтому его опыт относительно невелик. Формирующаяся российская модель корпоративного управления не вписывается в «типовые» мировые модели в условиях слабости отечественного рынка ценных бумаг и банковской системы, институтов права, правоприменительной практики, неконкурентных товарных рынков, рынков капитала и труда, неразвитого инфорсменты (англ. enforcement – принуждать). Ей присущи черты обеих мировых моделей КУ. Исходя из высокой концентрации собственности и сильного мажоритарного контроля со стороны крупных собственников – «германской». Вследствие заложенных в российское корпоративное управление базовых принципов англо-саксонского права, ориентированных на защиту мелких акционеров, и повсеместного распространения американских стандартов финансовой отчетности – «англо-американской». Основные особенности российской модели КУ:

- высокий уровень концентрации собственности у нефинансовых организаций и государства, доминирование крупных акционеров над внутрикорпоративными механизмами и органами управления компанией в ущерб интересам миноритарных акционеров, но при отсутствии адекватного финансирования и эффективного мониторинга с их стороны;

- перманентное перераспределение собственности;
- усиление тенденции к передаче управления от собственников к наемным менеджерам, но при смешении полномочий, обязанностей и ответственности между крупными собственниками и менеджментом;
- относительно слабый внешний корпоративный контроль;
- отсутствие традиций корпоративной этики и деловой культуры;
- слабость стратегического управления;
- декларативность и формализм;
- непрозрачность практики корпоративного управления.

Потенциальный конфликт интересов в российской модели КУ – «слабые миноритарные – сильные мажоритарные собственники». Основным инструментом контроля и развития корпоративного управления становятся Советы директоров (СД) компаний [469].

По авторитетному мнению фондовых управляющих одной из старейших и влиятельных в мире финансовой компании JP Morgan Chase «...современное состояние корпоративного управления в России миновало только этап начального становления и ему предстоит еще значительный путь совершенствования». В стране «...сегодня необходимо развивать существующие институты и наполнять корпоративные процедуры реальным содержанием, с расстановкой правильных акцентов в контурах новой модели» [470].

5.3.2. Особенности корпоративного управления в электроэнергетике России

Опыт корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики относительно небольшой. Текущая практика их КУ далека от мировых стандартов. По независимым оценкам авторитетного международного рейтингового агентства Standard and Poor's и национального рейтингового агентства «РИД-Эксперт РА», она считается ниже средней, со слабыми сторонами в ряде основных областей КУ [471, 472]. Анализ качества корпоративного управления в этих компаниях после ликвидации РАО «ЕЭС России», выполненный с позиций долгосрочных инвесторов, выявил определенные особенности КУ, главным образом, связанные с его несоответствием мировым стандартам [473–475]. Эти стандарты с типичными компонентами международной практики КУ были выбраны в качестве методической основы для анализа текущей практики корпоративного управления в российских генерирующих компаниях электроэнергетики.

Справедливость. Соблюдение прав миноритарных акционеров в определенной степени зависит от концентрации собственности у крупных акционеров. Это особенно важно для электроэнергетики России, значительная часть собственности в которой продолжала концентрироваться в руках государства и финансово-промышленных групп (табл. 5.4).

В табл. 5.4 в основном отражена информация с официальных сайтов всех перечисленных компаний электроэнергетики по итогам первого полугодия 2012

г. Структура акционерного капитала у многих из этих компаний была представлена только «номинальными держателями»*, на которых и зарегистрирована основная часть акций. Это существенно затрудняло анализ концентрации прав собственности, и привлекались дополнительные данные с сайтов ведущих аналитических и информационных агентств [476].

Государство является практически самым крупным акционером российских электрогенерирующих компаний, у которого – контрольный пакет акций ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и ОАО «РусГидро». Через энергетический гигант ОАО «Газпром» им контролируются ОАО «ОГК-2», ОАО «ОГК-6» (присоединена к ОАО «ОГК-2»), ОАО «ТГК-1» и ОАО «Мосэнерго», не считая контроля Правительством РФ 100 % акций «Концерн Энергоатом» (через Государственную корпорацию по атомной энергии «Росатом»).

Таблица 5.4. Крупные акционеры электрогенерирующих компаний

Крупные акционеры	Доля в акционерном капитале компаний, %
ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	ОГК-1 (56,0), ОГК-3 (81,9), ОГК-5 (26,4), ТГК-6 (26,1), ТГК-7 (32,4), ТГК-11 (85,0), Иркутскэнерго (40)
ОАО «Газпром»	ОГК-2 (57,6), ТГК-1 (51,8), ТГК-3 (53,5)
РФ (Федеральное агентство по управлению госимуществом)	РусГидро (60,5), ТГК-5 (25,09)
ЗАО «КЭС Холдинг»	ТГК-5 (51,4), ТГК-6 (40,5), ТГК-7 (50,8), ТГК-9 (77,5)
ЗАО «Лукойл»	ТГК-8 (95,4)
«Онэксим»	ТГК-4 (50)
«Сибирская генерирующая компания»	ТГК-12 (66,13), ТГК-13 (61,2)
ОАО «Е.Оп Россия»	ОГК-4 (82,3)
ОАО «Enel ОГК-5»	ОГК-5 (56,4)
ОАО «Фортум»	ТГК-1 (25,7), ТГК-10 (93,4)
«Синтез»	ТГК-2 (44,8)
«Prosperity Capital»	ТГК-2 (28)
«ЕСН + РЖД»	ТГК-14 (83,6)

Примечания:

- доля ОАО «Газпром» в ОАО «ОГК-2» соответствует объединенной ОАО «ОГК-2» (с присоединенной ОАО «ОГК-6»),
- доля ЗАО «КЭС Холдинг» приведена с учетом подконтрольных ему оффшорных компаний,
- доли менее 25 % не рассматривались.

* Номинальный держатель акций — лицо, которое представляет интересы другого лица на рынке ценных бумаг без права владения ими. Как правило, им является инвестиционная или брокерская компания, на которую у официального регистратора зарегистрирован некоторый пакет акций, чтобы технически не мешать обеспечению ликвидной торговли.

Наметилась тенденция дальнейшего увеличения присутствия государства в отраслевой генерации. По данным информационного агентства Биг Пауэр Ньюс компания ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» консолидировала на своем балансе 100 % голосующих акций ОАО «ТГК-11», проводила реорганизацию в части 100 % владения акциями ОАО «ОГК-1», ОАО «ОГК-3» с целью дальнейшего присоединения генерирующих активов, выделяемых из ОАО «Башкирэнерго».

Велись переговоры по объединению электрогенерирующих активов ОАО «Газпром» и ЗАО «КЭС Холдинг». В объединенной компании должны были принадлежать ОАО «Газпром» 75 % минус одна акция, «Ренове» (контролирует ЗАО «КЭС Холдинг») – не менее 25 % плюс одна акция. Планировалась дополнительная эмиссия акций ОАО «ОГК-2», после размещения которой доля ОАО «Газпром» в капитале компании могла превысить 70 % вместо текущих 57,6 %. Государственный «Роснефтегаз» планировал стать владельцем блокирующего пакета ОАО «РусГидро» при условии передачи от ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» в компанию 40 % акций ОАО «Иркутскэнерго», перезагрузки сделки по обмену активами с «Евросибэнерго».

Само по себе наличие держателя крупного или контрольного пакета не обязательно отрицательно сказывается на практике корпоративного управления, если отношения между всеми владельцами таких пакетов и компанией прозрачны и можно определить, насколько действия крупных акционеров отвечают интересам всех акционеров. В российских генерирующих компаниях электроэнергетики часто нарушаются права миноритарных акционеров.

Характерными нарушениями прав миноритарных акционеров в современной электроэнергетике России являются: на присутствие в составе СД и контролирующих органах, на обязательные дивиденды, на получение полной и достоверной информации о компании.

Миноритарные акционеры пока единичны в СД, либо вообще отсутствуют в их составе. Распространенной причиной такой ситуации являлось недобросовестное поведение мажоритарного акционера (например, в ОАО «ТГК-2» миноритарные акционеры по надуманным причинам не смогли выдвинуть своего представителя в СД компании в 2010 г., имея для этого необходимые 2 % голосов). Входящие в состав СД миноритарные акционеры не обладали достаточными полномочиями (в силу слабости процедур корпоративного управления) и преимущественно исполняли роль наблюдателей. Более того, они не всегда отстаивали в СД интересы мелких акционеров вследствие их несовпадения со своими. Присутствующие в СД миноритарные акционеры нередко поддерживали стратегическое взаимодействие с крупными акционерами. Примером являлось ОАО «ТГК-1», где интересы миноритарного акционера – финского концерна «Фортум» разошлись с интересами других миноритариев и он поддерживал мажоритарного акционера этой компании – газовый концерн ОАО «Газпром» [477].

У многих российских электрогенерирующих компаний отсутствует формализованная дивидендная политика, в том числе по критериям их определения и процедурам дивидендных выплат. Нет «Положений о дивидендной политике» в составе внутренних документов, а при наличии они имеют декларативный и

формальный характер. Не публикуется дивидендная история. Не разработаны правила определения чистой прибыли, направляемой на дивиденды. Процедуры выплат дивидендов часто не соблюдались, включая нарушение сроков, когда вместо установленных законом 60 дней они увеличивались до 6 мес. и более после утверждения Годовым общим собранием акционеров (ГОСА), в то время как в компаниях с высоким уровнем КУ дивиденды выплачивались в течение месяца после ГОСА. Отдельные компании выплачивали дивиденды крупным акционерам раньше остальных акционеров, поскольку в российском корпоративном законодательстве и во внутренних документах компаний не было положений, запрещающих делать это, а также положений, исключаящих предпочтение какой-либо группы акционеров. В результате миноритарные акционеры не получали причитающиеся им средства и несли материальные убытки. Невыплаченные дивиденды «съедала» инфляция и терялась возможность их выгодного реинвестирования.

Характерные признаки декларативности и формальности дивидендной политики в российских генерирующих компаниях электроэнергетики подтвердили результаты углубленного анализа практики КУ в ОАО «ТГК-9». Продекларированное в ее «Кодексе корпоративного управления» стремление СД «...при прочих равных условиях сохранить положительную динамику дивидендных выплат акционерам из года в год» и обеспечивать «...стабильность, долгосрочность и предсказуемость дивидендной политики Общества для акционеров и потенциальных инвесторов», к сожалению, не соответствовали реальной дивидендной политике компании. В частности, в соответствии с дивидендной историей, опубликованной ОАО «ТГК-9» в Годовом отчете за 2011 г., выплаты дивидендов проводились с 2005 г. четыре раза (за 9 мес. 2006 г., за I квартал и I полугодие 2007 г. и за I квартал 2008 г.). Размеры дивидендов в расчете на одну акцию в 2005 г. составили 0,019843 руб. В последующие периоды выплат дивиденды, рассчитанные на одну акцию, были следующими: 0,000052 руб., 0,000088 руб., 0,000029 руб., 0,000096 руб. соответственно и уменьшились в 2008 г. по сравнению с 2005 г. практически в 207 раз. Со второго квартала 2008 г. дивиденды вообще не выплачивались. В этой связи формальным является продекларированное в «Кодексе корпоративного управления» ОАО «ТГК-9» обеспечение «... понятного механизма определения размеров дивидендов и корпоративных процедур их выплат» [478].

Как показывает мировая практика КУ, соблюдению прав акционеров способствуют наличие собственного Кодекса корпоративного управления, Кодекса корпоративной этики в составе внутренних документов компании, отчетности об их исполнении, Комитета по этике при СД либо выполнение этих функций одним из его членов.

Кодекс КУ имеют 60 % вошедших в исследование 21 генерирующей компании электроэнергетики. Кодексом корпоративной этики располагают только шесть компаний – ОАО «Е. Он Россия» (ОАО «ОГК-4»), ОАО «Enel ОГК-5», ОАО «Фортум» (ОАО «ТГК-10»), ОАО «Мосэнерго» (ОАО «ТГК-3»), ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и ОАО «РусГидро». Эти компании в соответствии положениями Кодекса корпоративной этики приняли на себя ответственность за со-

блюдение стандартов качества энергии, норм экологической безопасности, охраны труда, неиспользование служебного положения сотрудниками во вред компании и третьим лицам, за соблюдение основных социальных ценностей компании, в том числе честности, справедливости и взаимоуважения. Комитета по этике при СД либо выполнения этих функций одним из его членов нет ни в одной из отраслевых компаний, хотя в мировой практике КУ именно в компетенции этого комитета находятся предупреждение, выявление и наказание за нарушения законов и этических норм поведения, которые так свойственны отечественным компаниям. Процедуры по применению и контролю над их соблюдением в перечисленных компаниях были возложены, главным образом, на комитеты при СД. Например, в ОАО «Энел ОГК-5» – на комитет по аудиту, в ОАО «РусГидро» – на комитет по кадрам и вознаграждениям.

Ответственность компаний российской электроэнергетики находилась на относительно низком уровне. В мировой практике она отличалась тесным взаимодействием компаний с заинтересованными сторонами (покупателями, поставщиками, инвесторами, работниками, местными сообществами, органами государственной власти и др.). Зарубежные компании рассматривали корпоративную социальную ответственность как эффективный инструмент управления нефинансовыми рисками для достижения долгосрочных конкурентных преимуществ. В их нефинансовых отчетах приводилось доступное, достоверное и сбалансированное описание основных аспектов деятельности и результатов достижений, связанных с ценностями, целями, политикой устойчивого развития по вопросам, представляющим наибольший интерес ключевых заинтересованных сторон. В корпоративной практике российских генерирующих компаний электроэнергетики нефинансовая отчетность не получила должного развития.

Немногие из отечественных компаний электроэнергетики учитывали интересы заинтересованных сторон и совмещали долгосрочные экономические, экологические и социальные аспекты в единой стратегии развития, считая социальную ответственность прямой обязанностью государства. Информация о социальных программах и экологической политике российских генерирующих компаний электроэнергетики раскрывалась в годовой отчетности, но не являлась подробной и систематической. В области социальной ответственности представлены лишь положения по экологической политике, охране труда, отдельным социальным программам для сотрудников, спонсорству и благотворительности. В отдельных компаниях разработаны концепции реализации экологической политики, однако текущие затраты на охрану окружающей среды, строительство и реконструкцию природоохранных объектов незначительны. Например, в ОАО «ТГК-9» они составили 344,9 млн руб. в 2009 г., в 2011 г. – 244,4 млн руб. Для сравнения: компания выплатила по итогам 2009 г. вознаграждение своей управляющей организации – ЗАО «КЭС Холдинг» в размере 1,010 млрд руб., в 2011 г. – около 913 млн руб.

В отчетности российских генерирующих компаний электроэнергетики отсутствовали нефинансовые отчеты о социальной ответственности, выполненные в соответствии с международными стандартами, например, «Глобальной

инициативы по отчетности» – GRI*, как результат тесного взаимодействия компаний с заинтересованными сторонами. Нефинансовые отчеты не выпускались при наличии готовых рекомендаций Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП) по составлению социальной отчетности, разработанных в соответствии с международными стандартами в этой области и адаптированных к российской системе учета и законодательства. В Национальном регистре корпоративных нефинансовых отчетов за 2008 г. представлены отчеты двух генерирующих компаний (ОАО «ОГК-2», ОАО «ТГК-13»), в 2009 г. – одной (ОАО «ОГК-2»), в 2010 г. – двух (ОАО «ОГК-2», ОАО «РусГидро»), в 2011 г. – трех (ОАО «ОГК-2», ОАО «РусГидро», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»), в 2012-2013 гг. – одной компании (ОАО «РусГидро»). Отраслевыми компаниями практически не востребованы предлагаемые РСПП общественная экспертиза, независимое заверение нефинансовых отчетов, способные повысить их значимость для потенциальных инвесторов [479].

Прозрачность российских генерирующих компаний электроэнергетики находилась на минимальном уровне требований со стороны российских фондовых бирж по раскрытию информации и не соответствовала международным стандартам (табл. 5.5) [480–482]. У компаний с листингом в Лондоне в 2010 г. она составляла 66 %, в Нью-Йорке – 76 %.

Средние значения информационной прозрачности компаний электроэнергетики в 2009-2010 гг. (табл. 5.5), несмотря на увеличение в 2010 г., оказались самыми низкими (после машиностроения) среди компаний российской экономики. У отраслевых генерирующих компаний они были еще ниже – 43,6 %, ведь в табл. 5.5 приведены средние значения раскрытия информации по электроэнергетике, в состав которой включены восемь компаний сетевого комплекса с относительно высоким средним уровнем раскрытия информации. Наблюдались существенные отклонения в информационной прозрачности между лидерами – 66 % (ОАО «Enel ОГК-5») и аутсайдерами – 25 % [483].

Таблица 5.5. Раскрытие информации по отраслям в 2008–2010 гг., %

Отрасль (количество компаний)	2008	2009	2010
Телекоммуникации (9)	74	72	72
Металлургия (10)	70	67	70
Банки (4)	52	66	69
Нефть и газ (12)	63	64	65
Пищевая промышленность, потребительские товары и розничная торговля (10)	60	61	63
Энергетика (26)	55	51	57
Машиностроение (3)	44	46	46

* Стандарты GRI признаны ООН как основной универсальный инструмент корпоративной отчетности, отражающий экономическую, экологическую и социальную результативность компании

Элементы информации, наименее раскрываемые компаниями экономики и электроэнергетики России в последние годы, приведены в табл. 5.6.

Как показывают данные табл. 5.6, в раскрытии информации компании электроэнергетики значительно проигрывали другим отраслям экономики России. Они не раскрывали ее по наиболее важным для инвесторов вопросам, касающимся прогноза доходов, нефинансовых условий договора с генеральным директором и деталей вознаграждения высшего руководства компаний, взаимоотношений с заинтересованными лицами (социальная отчетность), фактов оказания внешними аудиторами неаудиторских услуг компаниям и вознаграждения за эти услуги, сделок с заинтересованностью.

Таблица 5.6. Элементы информации, наименее раскрываемые крупнейшими компаниями России и электроэнергетики в 2009 г.

Элементы информации	Доля компаний, раскрывающих информацию	
	Россия	Электроэнергетика
Структура собственности		
Количество и имена акционеров, владеющих пакетами акций размером более 10 %	26	8
Данные о бенефициарных акционерах, владеющих более 75 % акций	48	33
Права акционеров		
Информация о наличии Кодекса делового поведения и этики	27	20
Объявление рекомендованных дивидендов до даты закрытия реестра	36	17,5
Календарь важных для акционеров событий	44	27,5
Финансовая информация		
Подробный прогноз доходов	19	0
Информация об оказании аудитором каких-либо неаудиторских услуг	19	0
Вознаграждение аудитора за неаудиторские услуги	12	0
Информация о сделках с заинтересованностью	23	0
Публикация аудированной финансовой отчетности по МСФО/ОПБУ США до конца апреля	39	7,5
Операционная информация		
Социальная отчетность		
Информация о Совете директоров и менеджменте		
Условия договора с генеральным директором	1	0
Данные о посещаемости СД	29	2,5
Данные о соотношении числа очных и заочных заседаний СД	37	2,5
Вознаграждение членов Совета директоров и менеджмента		
Раскрытие детальной информации о вознаграждении членов СД	20	7,5
Подробная информация о вознаграждении менеджмента	6	0

Самая низкая раскрываемость информации наблюдалась по вознаграждениям членов СД и высшего менеджмента. Для сравнения: в компаниях экономики в 2007–2013 гг. – немногим более 20 %, электроэнергетики – около 13 %.

В тех немногочисленных российских генерирующих компаниях электроэнергетики, которые сегодня публикуют информацию о вознаграждениях высшего руководства, их размеры являются, как правило, фиксированными и, соответственно, не связанными ни с результативностью компаний, ни с участием его членов в заседаниях Советов директоров. Только в ОАО «Е.Он Россия» вознаграждения членам Советов директоров по итогам года начислялись по формуле с учетом этих показателей. В восьми из 21 исследуемых компаний размеры вознаграждений определялись присутствием членов СД на заседаниях и не выплачивались при их отсутствии на более 50 % из этих заседаний.

Как следствие, в российских генерирующих компаниях электроэнергетики отмечены «незаслуженно» высокие размеры вознаграждений. Они выявлены при сопоставлении показателей результативности и вознаграждений ОАО «Е.Он Россия» и близких ему по размерам установленной мощности и уставного капитала российских генерирующих компаний электроэнергетики (табл. 5.7).

Таблица 5.7. Показатели результативности компаний и вознаграждений высшему руководству за 9 месяцев 2013 г.

Компания	Рыночная капитализация, млрд руб.	Прибыль, млрд руб.	Вознаграждения	
			Совет директоров, млн руб.	Правление, (УК), млн руб.
ОАО «Е.Он Россия»	156,6	16,4	16,6	Не выплач.
ОАО «Еne1 ОГК-5»	43,7	2,8	12,7	21,1
ОАО «ТГК-1»	24,5	Н/д	21,9	40,7
ОАО «ОГК-1»	0,042	Н/д	2,1	408,0 (УК)
ОАО «ТГК-7»	52,8	1,8	н/д	477,0 (УК)
ОАО «ТГК-9»	23,8	Отрицательная	4,3	445,7 (УК)

Как показывают данные табл. 5.7, размеры фиксированных выплат по итогам 9 мес. 2013 г. в виде вознаграждений управляющим компаниям (УК), под руководством которых находились компании электроэнергетики, в 24–28 раз превысили значения выплаченного ОАО «Е.Он Россия» вознаграждения членам своего высшего руководства за этот период. При этом результативность компаний электроэнергетики с УК значительно уступала достигнутому ОАО «Е.Он Россия» показателям, в частности, рыночная капитализация ОАО «ТГК-7» была практически в 3 раза ниже, а у ОАО «ТГК-9» – в 6,5 раз. ОАО «ТГК-1» с рыночной капитализацией более чем в 6 раз меньшей, чем в ОАО «Е.Он Россия», выплатило по итогам 9 мес. 2013 г. своему высшему руководству вознаграждение почти в 4 раза превышающее аналогичные в ОАО «Е.Он Россия» выплаты.

Не предоставлялась информация о профессиональном опыте кандидатов в СД и Ревизионную комиссию, часто указывались только их текущие занимаемые должности. Компании неохотно раскрывали аффилированность владельцев

относительно небольших пакетов акций с крупными акционерами, своих бенефициарных собственников (когда реальные собственники скрыты за юридическим владением этой собственностью другим лицом). В таких условиях внешним инвесторам практически невозможно консолидировать достаточный пакет акций, чтобы уравновесить влияние контролирующего акционера или сменить контроль.

Сроки публикации годовой и квартальной финансовой отчетности у большинства российских генерирующих компаний электроэнергетики не соответствовали практике корпоративного управления ведущих зарубежных корпораций. Годовые финансовые результаты публиковались спустя 6–12 мес., а квартальные – 10–15 нед. после окончания отчетного периода, в то время как передовая мировая практика КУ предусматривала для раскрытия годовой и квартальной отчетности 2 мес. и 3 нед. соответственно.

Не обеспечивался свободный доступ к информации. Сайты отраслевых компаний обновлялись нерегулярно, последние отчеты компаний, важные для инвесторов внутренние регламентирующие документы и отчеты об их исполнении на них часто отсутствовали. Английская версия отчетности – не у всех компаний, у многих из них она более упрощенная и не содержит разделы и материалы, публикуемые в русскоязычной версии.

Подотчетность. Советы директоров в большинстве российских генерирующих компаний электроэнергетики преимущественно состояли из представителей крупных акционеров и представляли их интересы. Не выполнялись основные рекомендации «Кодекса корпоративного поведения» Федеральной комиссии по ценным бумагам (ККП ФКЦБ).

Реально независимые директора практически отсутствовали в СД, что негативно влияло на объективность принимаемых решений и сохранение баланса интересов различных групп акционеров. Часто они были представлены квазинезависимыми директорами, аффилированными с крупными акционерами и (или) с государством.

Как отмечено выше, государство после ликвидации РАО «ЕЭС России» осталось крупным собственником в российских генерирующих компаниях электроэнергетики. В этом случае возможно смешение функций государства как акционера и регулятора, явно противоречащее основному принципу КУ для компаний с государственным участием, определенному ОЭСР и разделяющему эти функции. Смешение функций акционера и регулятора подвергает инвесторов рискам использования государством своего влияния для продвижения социальной и стратегической программы страны за счет акционеров компаний.

Не все компании имели комитеты при СД для улучшения основной функциональной деятельности (аудита, назначений и вознаграждений и др.). В тех компаниях, где были созданы такие комитеты, не решались основные вопросы в рамках предоставленных им широких полномочий по вознаграждениям членов СД и высшего исполнительного руководства, политики преемственности для директоров и менеджеров высшего звена, утверждения изменений в организационной структуре и проведения регулярной оценки работы генерального

директора. На немногочисленных заочных заседаниях в течение года обсуждались главным образом организационные вопросы.

В большинстве компаний члены комитетов по аудиту при СД не являлись независимыми, вместо независимого директора председателем комитета назначался представитель крупного акционера. Подразделения внутреннего контроля зависели от высшего исполнительного руководства. Штат Департамента внутреннего аудита и его руководитель без согласования с Комитетом по аудиту при СД утверждались и подчинялись генеральному директору, что не соответствовало мировой практике КУ. Надзорные функции СД за подразделениями внутреннего аудита формальны, а в ряде компаний такого надзора просто не было. Внешние аудиторы часто привлекались российскими компаниями для оказания неаудиторских услуг, включая консультативные услуги при подготовке отчетности по международным стандартам финансовой отчетности, что могло негативно влиять на достоверность и независимость внешнего аудиторского заключения.

При отсутствии правил участия в работе других компаний и организаций, председатель СД и его члены возглавляли и (или) входили в состав СД более 5–7 из них. В частности, председатель Совета директоров ОАО «ТГК-9» являлся вице-президентом по управлению персоналом и организационному развитию Управляющей организации (ЗАО «КЭС Холдинг») и председателем СД в двух других компаниях. Некоторые члены СД компании входили в состав СД более четырех компаний, дополнительно занимая до семи должностей в других организациях. Как показала мировая практика, это может привести к конфликту интересов в компании, однако создания комитета по урегулированию корпоративных конфликтов и комитета по этике при СД не предусмотрено внутренними документами ОАО «ТГК-9» [478].

В большинстве компаний электроэнергетики отсутствовала информация о соотношении очных и заочных заседаний СД, их посещаемости, присутствии на них независимых директоров. В мировой практике КУ эта информация является важной для инвесторов при оценке деловой активности членов СД, объективности и взвешенности принимаемых ими решений. Как показали данные табл. 5.6. и официальных сайтов российских генерирующих компаний электроэнергетики последних лет, такая информация большинством из них практически не раскрывалась.

5.3.3. Меры по улучшению корпоративного управления

По результатам выполненного анализа особенностей КУ российских генерирующих компаний электроэнергетики предложены определенные меры, необходимые со стороны государства, компаний, инвесторов и негосударственных структур для приведения его в соответствие с современными требованиями инвесторов.

Со стороны государства нужны конкретные меры и механизмы по улучшению корпоративного управления и стимулирования российских компаний к его улучшению.

1. Внесение соответствующих поправок в «Кодекс корпоративного поведения» Федеральной комиссии по ценным бумагам – ККП ФКЦБ (с 2014 г. – «Кодекс корпоративного управления» РФ) и законодательные акты РФ (ФЗ «Об акционерных обществах», ФЗ «О естественных монополиях», «Федеральные стандарты аудиторской деятельности», Гражданский кодекс, Трудовой кодекс, ФЗ «Об акционерных обществах», ФЗ «О рынке ценных бумаг» и др.):

- по обязательному наличию во внутренних документах положений «О дивидендной политике»,

- введению в их состав положений «О вознаграждении членов СД и единоличного исполнительного органа (генерального директора, управляющей организации»);

- по разработке Кодекса корпоративной этики для регулирования внутренних и внешних отношений компании, включая порядок рассмотрения и ответственности за нарушения его норм;

- об уравнивании акционеров в правах на получение дивидендов;

- по подготовке нефинансовой отчетности о социальной ответственности в соответствии с международными стандартами, с доступным, достоверным и сбалансированным описанием основных аспектов деятельности компаний, связанных с ценностями, целями, политикой устойчивого развития и представляющими наибольший интерес ключевых заинтересованных сторон;

- внедрению практики общественной экспертизы нефинансовых отчетов и получения по ним независимого подтверждения РСПП в целях повышения их значимости для заинтересованных сторон;

- по изменению стандартов раскрытия информации компаниями электроэнергетики с включением утвержденных форм, сроков и периодичности раскрытия информации;

- по разработке критериев определения квалификации и независимости директоров, процедур отбора кандидатов на эти должности и критериев оценки эффективности их работы, возможно, с использованием критериев «эффективного Совета директоров» англо-американской модели КУ;

- недопустимости формулирования требований к потенциальным членам СД под конкретных людей;

- введению ограничений на замещение должностей всех уровней управления близкими родственниками;

- по назначению хотя бы одного из членов Совета директоров, ответственного за результаты деятельности компании в области социальной ответственности;

- наделению органов внутреннего контроля и (или) внешнего аудитора дополнительными полномочиями по мониторингу социальной ответственности компании;

- созданию комитетов по стратегии при СД и ее разработка, включая количественные характеристики ключевых показателей эффективности, определяющие приоритеты для исполнительных органов власти;

- созданию комитета при СД или назначения одного из его членов по этике, в компетенции которого должны находиться вопросы, связанные с выявлением (предупреждением) нарушений законов и этических норм, применению к нарушителям необходимых санкций;
- по усилению требований к порядку проведения внутреннего и внешнего аудита и ответственности за его нарушения;
- введению четкого критерия «недобросовестное поведение руководства» и мер ответственности за него;
- по расширению основных положений «Кодекса корпоративного управления» РФ и требуемых сведений в Федеральную службу по финансовым рынкам (ФСФР) по их обязательному исполнению компаниями-эмитентами;
- предоставлению дополнительных правовых возможностей инвесторам по защите и (или) восстановлению нарушенных прав.

2. Создание специального официального интернет-сайта для миноритарных акционеров для обсуждения и оценки деятельности компаний, участия в форумах, обмена опытом, обсуждения предложений по изменению их внутренних документов и др.

3. Преференции компаниям, располагающим высоким кредитным рейтингом от авторитетных международных агентств или акциями в котировальном листе уровня «А» фондовых бирж.

4. Созданием специального «Совета по контролю над бухгалтерской деятельностью» при ФСФР или расширением ее полномочий для выполнения дополнительных контрольных функций, включая право запроса дополнительной информации у компаний (например, копий платежных документов о выплате дивидендов всем акционерам) и обязанности последних по своевременному и исчерпывающему ее представлению.

Компании должны исполнять российское корпоративное законодательство и рекомендации ККП ФКЦБ, уточнять и развивать их во внутренних документах в соответствии с требованиями международной практики КУ путем:

- своевременного раскрытия и доступности информации о производственных и финансовых результатах деятельности компании, структуре ее реальных собственников, фактически сложившейся практике корпоративного управления;
- разработки и раскрытия стратегии;
- прозрачности критериев определения размеров дивидендов и корпоративных процедур их выплат;
- раскрытия дивидендной истории;
- использования дополнительных способов доведения информации до потенциальных инвесторов посредством проведения регулярных встреч, организации информационных и тематических семинаров, круглых столов и пресс-конференций с обязательным присутствием руководства компаний, телефонных и видеоконференций, «роуд – шоу», публикаций информации о компании в СМИ, брошюрах и буклетах, материалах авторитетных рейтинговых, аналитических и информационных агентств;

- введения ограничений на сроки пребывания в составе СД (5–7 лет) и разработки правил участия их членов в работе других компаний и организаций (не более трех) в соответствии с зарубежной практикой КУ;
- осуществления аудиторской, кадровой и политики вознаграждений высшего руководства только через профильные комитеты при СД с назначением во главе этих комитетов только реально независимых директоров;
- функциональной подчиненности внутреннего аудита СД и независимости внешнего аудита от исполнительных органов управления;
- введения контроля за доходами высшего руководства путем обязательного предоставления годовых деклараций в комитет по этике;
- создания долгосрочных механизмов начисления оплаты труда и премирования высшего руководства, с частичной заменой на выплаты акциями компании, с ограниченными сроками их продажи;
- введения расчетной формулы определения вознаграждений членам СД и генеральному директору в зависимости от их деловой активности и результативности компаний;
- расширения перечня норм об исполнении ККП ФКЦБ в годовых отчетах компаний включением обязательной нормы "публичное раскрытие на корпоративном сайте информации о вознаграждении каждого из членов СД, генерального директора или управляющей организации";
- внесения дополнений в условия договора с генеральным директором (или управляющей организацией) дополнительных пунктов, касающихся применения к ним санкций за неполные и (или) несвоевременные выплаты дивидендов, нарушения прав акционеров на участие в ГОСА и др.

Инвесторы для усиления дисциплинирующего воздействия на компании должны располагать дополнительными правами по их защите и (или) восстановлению:

- найму фирмы (юридической, аудиторской и др.), специализирующейся на защите прав инвесторов;
- обращениям в ФСФР с просьбой о проведении расследований нарушений со стороны компаний и наложения на них штрафов, и (или) участия ФСФР в судебных делах в качестве соистца, свидетеля или эксперта;
- в российский арбитражный суд об исполнении требований, например, по отмене решения общего собрания или решения СД, компенсации убытков;
- в Ассоциацию по защите прав инвесторов и Совет производителей электроэнергетики об их участии в судебных делах;
- в международные финансовые организации, включая требования приостановки программ кредитования компаний – нарушителей;
- в международный арбитражный суд.

К негосударственным структурам, способствующим созданию эффективной системы КУ в российской электроэнергетике, могут быть отнесены: аудиторские и юридические фирмы, инвестиционные банки, авторитетные международные и национальные рейтинговые агентства, Российский институт директоров, Институт корпоративного права и управления, некоммерческие

партнерства (РСПП, Ассоциация по защите прав инвесторов, Совет производителей электроэнергии), Национальный совет по корпоративному управлению, инвестиционные компании и другие. Они способны положительно влиять на улучшение КУ в отечественных компаниях электроэнергетики посредством:

- регулярного информирования о развитии корпоративного управления в России и за рубежом, консультирования по основным направлениям улучшения КУ (по распределению функций между СД и исполнительным органом управления, по повышению прозрачности отчетности и др.);
- публичной оценки качества их корпоративного управления;
- информирования внутренних и западных инвесторов о происходящих изменениях в российском корпоративном секторе электроэнергетики;
- разработки обучающих программ и курсов по связям с инвесторами и (или) консультирования по таким связям;
- внедрения в компаниях ответственной деловой практики;
- повышения квалификации высшего руководства компаний посредством организации и проведения конференций, симпозиумов, совещаний, лекций, семинаров и других мероприятий;
- подготовки профессиональных директоров;
- содействия формированию стабильной и эффективно работающей институциональной среды в электроэнергетике, созданию прозрачных рыночных механизмов хозяйствования и эффективного конкурентного рынка электроэнергии и мощности;
- представления и защиты законных прав и интересов миноритарных акционеров в законодательных и исполнительных органах власти всех уровней, инфраструктурных, некоммерческих и общественных организациях и ассоциациях, а также при взаимодействии с другими юридическими лицами (в том числе в органах досудебного урегулирования споров между субъектами электроэнергетики);
- взаимодействия и обмена опытом с международными организациями, объединяющими инвесторов и производителей электроэнергии, поддержки и представления интересов российских генерирующих компаний электроэнергетики за рубежом.

5.4. Моделирование и оценка эффективности экономического механизма внедрения возобновляемых источников энергии: "зеленые сертификаты"

5.4.1. Стимулирование развития новых энергетических технологий

Государственная политика в области использования возобновляемых природных энергоресурсов включает мероприятия, направленные на создание условий, стимулирующих разработку и внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [484], т.е. условий, при которых создание и использование ВИЭ было бы выгодно всем участвующим в этом процессе сторонам.

В условиях рыночной экономики отдельные агенты (производители и потребители энергии) принимают решения децентрализованно, каждый на основании своих собственных критериев (прибыли, полезности и т.п.). При этом они не учитывают так называемые внешние эффекты (затраты), т.е. эффекты и затраты других субъектов, в том числе не участвующих в рынке. В результате рыночное равновесие может отклоняться от оптимального или желаемого (с точки зрения всей экономики или общества) состояния.

Такая ситуация особенно характерна для энергетики. Выбросы вредных веществ в окружающую среду приводят к возникновению внешних затрат – ущербов для природы и здоровья людей. Как показывают исследования, стоимость электроэнергии, например угольной ТЭС, с учетом внешних затрат в 1,5 – 2 раза выше, чем рыночная цена электроэнергии [485].

Методы математического моделирования позволяют учесть внешние эффекты либо включением дополнительных ущербов в целевую функцию, либо введением экологических ограничений. Такие исследования показывают целесообразность внедрения экологически чистых ВИЭ в значительно больших масштабах, чем это имеет место в настоящее время. Особенно важную роль ВИЭ могут играть в связи с необходимостью предотвращения глобальных изменений климата [486].

Однако, несмотря на желательность (для общества в целом) внедрения новых энергетических технологий, они пока еще проигрывают в конкурентоспособности традиционным энергоисточникам. В связи с этим возникает необходимость стимулирования внедрения ВИЭ, т.е. корректировки рыночного механизма, введения таких правил, которые позволили бы включить внешние эффекты в экономические критерии участников рынка таким образом, чтобы побудить их действовать в интересах общества.

К настоящему времени в разных странах предложены и внедрены различные механизмы, стимулирующие развитие ВИЭ в рыночных условиях [487]:

- система фиксированных тарифов для ВИЭ;
- экологические налоги (плата за выбросы);
- субсидии инвестиционным проектам экологически чистого энергоснабжения;
- налоговые льготы и др.

Все эти механизмы обладают как достоинствами, так и недостатками. Основным недостатком является трудность количественного определения соответствующих платежей и субсидий, а также препятствия в достижении единства мнений (часто противоречивых) в устанавливающих такие нормативы органах власти.

Начиная с конца 1990-х годов в ряде стран внедряется более совместимый с рыночными принципами механизм стимулирования ВИЭ – рынок "зеленых сертификатов". В настоящее время рынок "зеленых сертификатов" действует (в той или иной форме) в большинстве стран Европейского Союза [487].

"Зеленые сертификаты" могут использоваться для разных целей, например, для учета количества произведенной экологически чистой энергии, для подтверждения использования этой энергии при производстве определенных

видов промышленной продукции, для привлечения (на добровольной основе) потребителей, желающих (посредством покупки более дорогой энергии) внести свой вклад в охрану окружающей среды и т.п.

Вместе с тем, продажа "зеленых сертификатов" может быть источником дополнительного дохода для владельцев ВИЭ и таким образом стимулировать их внедрение. В этом случае правительство лишь намечает желаемые масштабы внедрения ВИЭ, а конкретная величина экономической поддержки новых технологий определяется рынком.

5.4.2. Механизм работы рынка "зеленых сертификатов"

В соответствии с этим экономическим механизмом одновременно действуют два рынка: электроэнергии и сертификатов. На рынке электроэнергии в качестве продавцов выступают владельцы всех электростанций, в том числе ВИЭ. Рынок работает по обычным правилам (как и при отсутствии сертификатов).

На рынке сертификатов продавцами являются владельцы ВИЭ, получающие сертификаты на каждую единицу произведенной и отпущенной в сеть электроэнергии. Правительством или уполномоченным им регулирующим органом устанавливается количественный показатель – желаемая доля электроэнергии, производимой ВИЭ. Покупатели на рынке сертификатов (потребители электроэнергии или энергоснабжающие компании) законодательно обязаны приобрести количество сертификатов, составляющих заданную долю их электропотребления.

Функционирование рынка "зеленых сертификатов" (связь их цены p_c и количества Q) в упрощенном виде иллюстрирует рис. 5.1 [488].

Годовая потребность в сертификатах составляет заданную долю электропотребления (вертикальная прямая AB на рис. 5.1). Если потребность превосходит предложение и потребители не могут выполнить свои обязательства, то они платят штраф за невыкупленные сертификаты. Размер этого штрафа фактически составляет максимальную цену на рынке сертификатов (горизонтальная прямая BC). Если цена сертификатов поднимется выше этой величины, то потребители предпочтут платить штраф, а не покупать сертификаты. Таким образом, линия ABC представляет собой кривую спроса. На некоторых рынках может быть установлена не только максимальная, но и минимальная цена сертификатов (прямая DJ).

Владельцы ВИЭ продают одновременно и электроэнергию, и сертификаты. Поэтому цена предложения сертификатов больше или равна разности предельной цены производства электроэнергии и ее рыночной цены на спотовом рынке (кривая EFG). На начальном участке кривая предложения совпадает с минимальной ценой (отрезок DF), далее цена предложения возрастает (FG).

С увеличением спроса возникает потребность в строительстве новых энергоустановок, что приводит к дополнительным затратам и скачкообразному увеличению цены предложения (вертикальный отрезок GH); в последующем цена предложения плавно возрастает (HI).

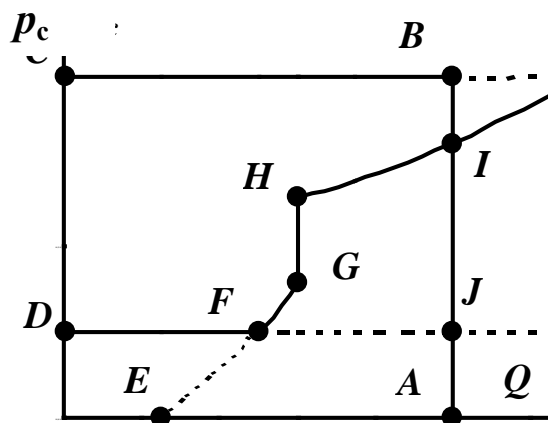


Рис. 5.1. Спрос и предложение на рынке "зеленых сертификатов"

Пересечение кривых спроса ABC и предложения $DFGHI$ (точка I) дает равновесные значения количества и цены сертификатов. Однако такой упрощенный анализ не учитывает влияния многих существенных факторов и позволяет лишь качественно описать работу рынка "зеленых сертификатов". Для количественных оценок необходима математическая модель, учитывающая конкуренцию участников рынка как в долгосрочном, так и в краткосрочном периоде, переменность спроса, связь рынка сертификатов с рынком электроэнергии и др.

Математическая модель. Для описания рынков электроэнергии и "зеленых сертификатов" использована математическая модель [489, 490], в которой рассматриваются три периода времени: долгосрочный, среднесрочный и краткосрочный. В каждом из них моделируется поведение субъектов рынка, принимающих решения на основании собственных критериев.

В долгосрочном периоде (годы) инвесторами определяется (планируется) установленная мощность электростанций, которая затем остается постоянной. При этом решения принимаются по критерию максимума ожидаемого чистого дисконтированного дохода с учетом возможности свободного входа на рынок новых производителей.

В среднесрочном периоде (месяцы) потребители выбирают уровень электропотребления – оптимизируют свой экономический эффект с учетом ценовой ситуации на рынке.

В краткосрочном периоде (текущее состояние рынка) каждый отдельный потребитель выходит на рынок с выбранным заранее уровнем электропотребления (неэластичный краткосрочный спрос), при этом суммарное потребление изменяется случайным образом. В условиях конкурентного рынка производители предлагают энергию по ценам, равным предельным затратам. Системный оператор обеспечивает равенство объемов производства и потребления электроэнергии, ограничивая электропотребление, если в этом возникает необходимость. При ограничениях электропотребления потребители несут экономические потери (ущербы).

Дополнительно в модели учтены прогнозируемые доходы владельцев ВИЭ от продажи сертификатов при планировании уровня их мощности, зависимость спроса на электроэнергию от цены сертификатов и баланс спроса и предложения на рынке сертификатов.

Система уравнений рыночного равновесия имеет вид

$$\overline{pQ_i} + \psi p_c \overline{Q_i} - \nu \overline{Q_i} - c_i Q_{mi} = 0, \quad (5.8)$$

$$q/q_0 = \left[(\overline{p} + \varepsilon p_c) / p_0 \right]^\beta, \quad (5.9)$$

$$Q_D = Nq, \quad (5.10)$$

$$Q_i = F_i(Q_D, \hat{\nu}, \hat{Q}_m, \hat{\xi}, p_{\max}), \quad (5.11)$$

$$p = F_p(Q_D, \hat{\nu}, \hat{Q}_m, \hat{\xi}, p_{\max}), \quad (5.12)$$

$$\overline{Q_R} = \varepsilon \overline{Q}. \quad (5.13)$$

Здесь p и Q – цена и объем производимой (потребляемой) электроэнергии; p_c – цена сертификатов; ν и c – удельные переменные и постоянные затраты производителей; Q_m – произведение установленной мощности электростанции на годовое число часов ее использования (теоретически максимально возможный годовой объем отпуска электроэнергии); i (индекс) – тип электростанции; $\psi=1$ для ВИЭ ($i = R$) и $\psi=0$ для энергоисточников на органическом топливе ($i = F$); q – потребность в энергии одного потребителя; N – их количество (случайная величина); Q_D – суммарный спрос на электроэнергию; ε – доля энергии ВИЭ; β – коэффициент эластичности среднесрочного спроса, q_0 и p_0 – постоянные, $\hat{\nu}$, \hat{Q}_m , $\hat{\xi}$ – векторы, содержащие соответственно значения удельных переменных затрат электростанций, их мощностей и случайных величин, имеющих смысл готовности оборудования или параметров внешней среды для возобновляемых источников энергии со стохастическим режимом работы (скорость ветра, интенсивность солнечного излучения); p_{\max} – ценовое ограничение на рынке. Черта над символом означает усреднение по краткосрочному периоду.

Уравнение (5.8) представляет собой условие долгосрочного равновесия на рынке с возможностью свободного входа новых производителей (решения о строительстве новых энергоисточников принимаются до тех пор, пока ожидаемый чистый дисконтированный доход проектов неотрицателен). Уравнение (5.9) описывает кривую среднесрочного спроса (потребители максимизируют свой экономический эффект, выбирая уровень электропотребления с учетом затрат на покупку электроэнергии и сертификатов). Уравнение (5.10) дает зависимость спроса от количества потребителей. Выражения (5.11) и (5.12) – это решение задачи согласования спроса и предложения на конкурентном рынке электроэнергии (загрузка электростанций в порядке возрастания их удельных переменных затрат, осуществляемая системным оператором); для краткости явный вид этих функций не приводится. Уравнение (5.13) описывает баланс сертификатов (продажа их владельцами ВИЭ и покупка потребителями энергии). Для численного решения задачи уравнения (5.10) – (5.12) записываются для всех реализаций случайных величин N и $\hat{\xi}$

Искомыми переменными в системе (5.8) – (5.13) являются мощности электростанций Q_{mi} и электропотребление q .

Для оценки эффективности рыночного механизма наряду с описанной выше задачей поиска рыночного равновесия рассматривается вариант централизо-

ванного назначения оптимальных величин Q_{mi} и q (оптимальный план). При этом решается задача оптимизации

$$B_{\Sigma} = \frac{y(q)}{q} \bar{Q} - \Delta y (\bar{N}q - \bar{Q}) - v \bar{Q}_F - c_F Q_{mF} - c_R Q_{mR} - v^* \bar{Q}_F \rightarrow \max, \quad (5.14)$$

где $y(q)$ – функция полезности потребителя; Q – суммарный отпуск электроэнергии потребителям всеми электростанциями; Δy – удельный ущерб у потребителей от недоотпуска электроэнергии; v^* – удельный экологический ущерб. Эта величина представляет собой суммарный экономический эффект производителей, потребителей, а также не участвующих в рынке агентов, которым причиняется ущерб.

Результаты расчетов и их анализ. Рассматривалась двухкомпонентная электроэнергетическая система, включающая электростанции на органическом топливе, работающие в управляемом режиме (индекс F – fuel), и возобновляемые источники энергии, работающие в стохастическом режиме (индекс R – renewables).

Цены, затраты и ущербы выражены в долларах (центах) США на киловатт-час; остальные величины – в безразмерных единицах.

Переменные затраты электростанций на органическом топливе $v = 0,05$ долл./кВт·ч, постоянные затраты $c_F = 0,02$ долл./кВт·ч, $c_R = 0,02$ долл./кВт·ч (вариант 1) и $c_R = 0,03$ долл./кВт·ч (вариант 2), удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии $\Delta y = 1$ долл./кВт·ч, эластичность спроса в среднесрочном периоде $\beta = -0,4$, максимальная рыночная цена (ценовое ограничение) $p_{\max} = 2$ долл./кВт·ч.

Количество потребителей N , выходящих на рынок в данный момент времени, – случайная величина, распределенная по нормальному закону (при большом количестве потребителей переменную N можно рассматривать как непрерывную величину) со средним значением $\bar{N} = 1$ (число потребителей нормировано на единицу) и среднеквадратичным отклонением 0,1. Соответствующий график нагрузки по продолжительности показан на рис. 5.2. В качестве возобновляемых источников энергии рассматривались ветроэнергетические установки фирмы Lorax Energy Systems, случайная переменная ξ , определяющая мощность ветроэнергетических установок (в данном случае – это скорость ветра), распределена по закону Вейбулла с параметром формы 1,5, средняя скорость ветра равна 6 м/с [491]. Для численных расчетов использовались 8760 наборов случайных значений N и ξ (для каждого часа года).

В результате расчетов определялись цена сертификатов p_c , цена электроэнергии p , электропотребление q , установленная мощность электростанций на органическом топливе Q_{mF} , суммарный экономический эффект производителей и потребителей энергии B_{12} , экономический эффект системы в целом B_{Σ} (с учетом ущербов окружающей среде), а также средний недоотпуск электроэнергии потребителям (вследствие неэластичности краткосрочного спроса). Ниже приводятся результаты расчетов либо для обоих вариантов (1 и 2), либо, когда они различаются несущественно, только для варианта 1.

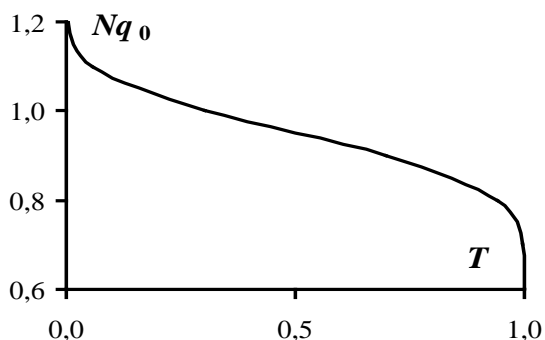


Рис. 5.2. График нагрузки по продолжительности (T – продолжительность рассматриваемого краткосрочного периода в относительных единицах)

На рис. 5.3 показана зависимость цены сертификатов от доли ВИЭ ε (в суммарной выработке электроэнергии), задаваемой регулирующим органом в качестве норматива. В первом варианте (с меньшими постоянными затратами c_R) выработка около 3 % электроэнергии с помощью ВИЭ оказывается экономически эффективной даже без дополнительной поддержки рынка "зеленых сертификатов". Поэтому при $0 \leq \varepsilon \leq 0,03$ цена сертификатов в этом варианте равна нулю. С увеличением доли ε цена сертификатов в целом возрастает. Однако в обоих вариантах имеется интервал изменения ε , в котором цена сертификатов остается приблизительно постоянной ($p_c \approx 0,8$ и $p_c \approx 3,5$ цент/кВт.ч). Это объясняется тем, что в двухкомпонентной системе ВИЭ играют роль базисных источников электроэнергии, а электростанции на органическом топливе – пиковых [489]. Как только ВИЭ получают поддержку в виде дохода от продажи "зеленых сертификатов", достаточную для их строительства, дальнейшее увеличение мощности в базисной части графика нагрузки (см. рис. 5.2) не требует дополнительных экономических стимулов до тех пор, пока мощность не возрастет настолько, что часть вырабатываемой энергии в определенные моменты времени станет избыточной. Возрастающие участки кривых соответствуют переходу ВИЭ в пиковую часть графика нагрузки.

С увеличением доли ВИЭ средняя цена на рынке электроэнергии (рис. 5.4) вначале остается постоянной (на том же участке, где постоянна цена сертификатов p_c), затем уменьшается. Следует отметить, что на графике отложена цена, усредненная по времени, т.е. та цена, на которую реагирует потребитель, выбирая свой уровень электропотребления. Снижение этой цены не означает уменьшения прибыльности электростанций на органическом топливе, поскольку они увеличивают свою выработку в моменты дефицита электроэнергии и роста цен, так что для них средняя цена с учетом объема отпуска электроэнергии оказывается в точности такой, чтобы окупить все затраты, в том числе на строительство электростанций.

Как и следовало ожидать, с увеличением доли ВИЭ снижаются установленная мощность электростанций на органическом топливе Q_{mF} , электропотребление q (поскольку энергия становится дороже для потребителей) и суммарный экономический эффект системы "производители + потребители" B_{12} (рис. 5.5).

Для оценки эффективности экономического механизма "зеленых сертификатов" при наличии внешних эффектов (экологических ущербов) выполнена

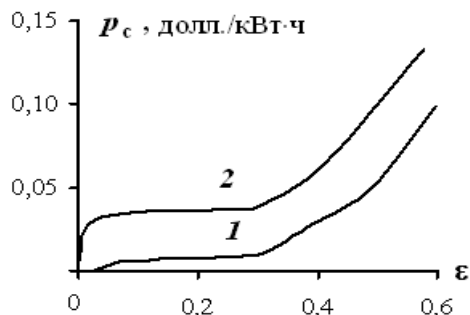


Рис. 5.3. Зависимость цены сертификатов от доли ВИЭ для вариантов 1 и 2

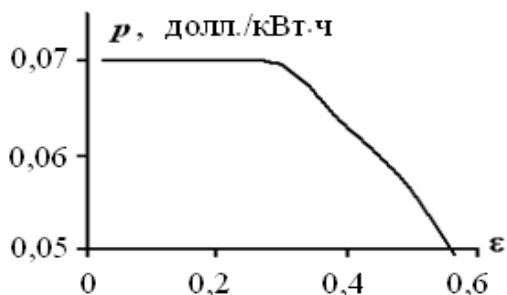


Рис. 5.4. Зависимость средней цены электроэнергии от доли ВИЭ; кривые для вариантов 1 и 2 практически совпадают

дополнительная серия расчетов. Вначале решалась оптимизационная задача (максимизировался экономический эффект для системы в целом):

$$B_{\Sigma} = \overline{B}_{12} - v^* \overline{Q}_F \rightarrow \max,$$

где v^* – удельный (долл./кВт·ч) экологический ущерб, \overline{Q}_F – усредненное по краткосрочному периоду производство электроэнергии электростанциями на органическом топливе. Целевая функция B_{Σ} учитывает интересы не только производителей и потребителей электроэнергии, но и всего общества. Из решения находилась оптимальная доля ВИЭ, затем эта доля задавалась в качестве норматива для рынка "зеленых сертификатов". Результаты решения задачи рыночного равновесия сравнивались с результатами оптимизации по критерию B_{Σ} .

С увеличением удельного экологического ущерба оптимальная доля ВИЭ возрастает (рис. 5.6). В последующем при задании параметра ϵ и его варьировании в достаточно широких пределах (от нуля до 0,35–0,40) установленная мощность электростанций на органическом топливе Q_{mF} и электропотребление q , определяемые из решения задачи рыночного равновесия, оказываются близкими к оптимальным значениям (отклоняются от них не более, чем на 10 – 15 %

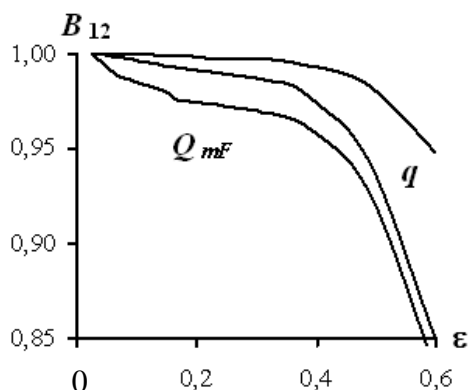


Рис. 5.5. Зависимость суммарного экономического эффекта производителей и потребителей, электропотребления и мощности электростанций на органическом топливе (в относительных единицах) от доли ВИЭ (вариант 1)

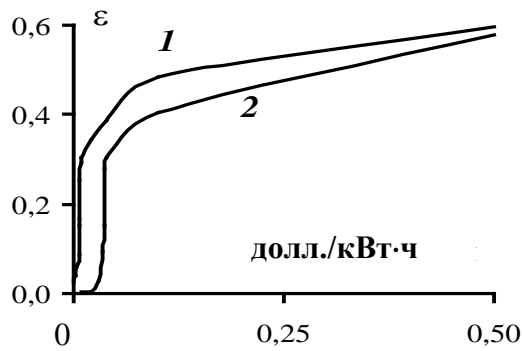


Рис. 5.6. Зависимость оптимальной доли ВИЭ от удельного экологического ущерба v^* для вариантов 1 и 2

– рис. 5.7). Далее, оптимальный план и рынок недоотпуска электроэнергии (0,04 – 0,05 %) (рис. 5.8). При этом снижение экономического эффекта B_{Σ} вследствие неидеальности рынка "зеленых сертификатов" вплоть до значений $\varepsilon = 0,5$ оказывается практически нулевым (см. рис. 5.7).

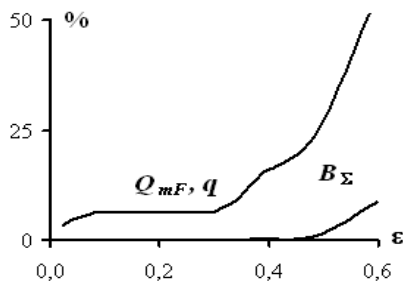


Рис. 5.7. Отклонения мощности электростанций на органическом топливе, электропотребления и суммарного экономического эффекта (последнего – с противоположным знаком) от оптимальных значений (вариант 1); кривые для Q_{mF} и q практически совпадают

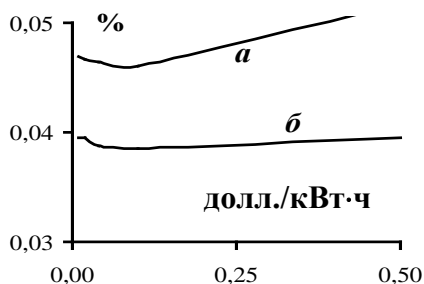


Рис. 5.8. Зависимость недоотпуска электроэнергии от удельного экологического ущерба для оптимального плана (а) и рынка сертификатов (б), вариант 1

Таким образом:

1. Математическая модель позволяет количественно исследовать экономический механизм стимулирования разработки и внедрения возобновляемых источников энергии – рынок "зеленых сертификатов" и оценивать его эффективность.

2. Проведенные расчеты равновесной структуры энергосистемы, включающей ВИЭ со стохастическим режимом работы, показали, что механизм "зеленых сертификатов" не является идеальным средством минимизации воздействия энергетики на внешнюю среду: экономический эффект оказывается меньше максимально возможного. Однако это отклонение относительно невелико, поэтому рынок "зеленых сертификатов" позволяет в значительной степени учесть внешние эффекты. Такой рынок создает инвесторам, производителям и потребителям энергии стимулы для внедрения возобновляемых источников энергии, т.е. приближения структуры энергосистемы, режимов производства и потребления энергии к оптимальным с точки зрения экономики в целом.

6. ИНФОРМАЦИОННОЕ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАДАЧ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

6.1. Аналитический обзор средств математического и программного обеспечения решения задач развития электроэнергетических систем

Для решения задач развития электроэнергетических систем в России и мире широко используются различные средства автоматизации процессов обоснования принятия решений.

Ряд систем моделирования и прогнозирования развития энергосистем разработан за рубежом. Многие из них имеют интегральный характер и включают средства, предназначенные для решения широкого круга задач прогнозирования развития энергосистем. Дадим краткое описание некоторых из них.

Система IPM (Integrated Planning Model) [492] предназначена для комплексного прогнозирования развития в электроэнергетическом секторе на основе интегрального моделирования энергетических рынков (электроэнергии, топливно-энергетических ресурсов). Система включает математические модели, описывающие потребителей электроэнергии, существующие и новые электростанции, электрическую сеть в ее развитии, используемые топливно-энергетические ресурсы, экологическое влияние энергетических объектов и др. Система ориентирована на различных участников рынка электроэнергии (от независимых производителей электроэнергии до крупных энергетических компаний и правительственных организаций). Разработчик системы – фирма ICF Consulting [493] – одна из ведущих консалтинговых фирм мира в области управления, технологий и политики. Ее услугами пользуются многие крупные корпорации, правительственные органы, межнациональные институты в Америке, Азии и Европе.

В основе системы IPM лежит динамическая линейно-программная модель электроэнергетической системы с детальным представлением генерирующих мощностей. В модели учитываются ограничения на объемы используемого топлива, режимы работы системы, экологические ограничения. Модель служит для выбора оптимальной структуры генерирующих мощностей и оценки стоимости электроэнергии. Возможна оценка решений по развитию электрической сети. Модель используется во многих странах для прогнозирования цен на электроэнергию на краткосрочном и долгосрочном рынке. Система IPM реализована в виде пакета программ для персональных компьютеров.

Система IPM связана программно с другими системами фирмы ICF Consulting – системой NANGAS (North American Natural Gas Analysis System) и EADSS (Energy Asset Decision Support System), предназначенных для поддержки решений по развитию топливно-энергетических отраслей. Кроме того, система IPM может быть интегрирована с системами моделирования других фирм – PowerWorld Simulation (разработчик – Power World Incorporation) и GEMAPS (General Electric Company).

Power World Simulation [494] – распространенный в мире интерактивный пакет программ для детального технико-экономического инженерного анализа электрических режимов сложных электроэнергетических систем. Моделируются режимы в сети постоянного и переменного тока. Включение экономических данных при решении задач потокораспределения дает возможность оценить не только технические стороны системы, но и экономические эффекты.

GEMAPS – детальная модель для последовательного хронологического расчета (почасового) затрат на производство электроэнергии в энергосистеме при ограничениях на передачу электроэнергии по электрической сети. Используется модель переменного тока электрической сети. Модель позволяет оценить экономические потери, связанные с ограничениями в пропускных способностях электрической сети в нормальных и аварийных режимах.

Широкий набор систем анализа и прогнозирования развития электроэнергетических систем имеется в CEEESA (Center for Energy, Environment & Economic Systems Analysis, Argonne National Laboratory, Chicago, USA [495]) Перечень этих систем [496] приведен в табл. 6.1. Дадим краткую характеристику некоторых из них.

Таблица 6.1. Состав пакетов программ анализа электроэнергетических систем CEEESA

Назначение пакетов	Наименование пакетов
Анализ нерегулируемых рынков электроэнергии	GTMAX, EMCAS, APEX-SMN
Анализ надежности электроснабжения	ICARUS, ENPEP-WASP
Анализ развития генерирующих мощностей	ENPEP-WASP, APEX, APEX-PACE, DECADES
Прогнозирование электропотребления	ENPEP-MAED
Оптимизация использования гидроэнергетических ресурсов	APS, PC-VALORAGUA
Анализ стоимости производства электроэнергии	ICARUS, PC-VALORAGUA
Анализ маргинальных цен	ENPEP-WASP, ICARUS, PC-VALORAGUA
Анализ межсистемных электрических связей	GTMAX, APEX-SMN, PC-VALORAGUA
Анализ электрической сети	ALF

Система GTMAX (Generation and Transmission Maximization) служит для комплексного технико-экономического анализа современных нерегулируемых рынков электроэнергии. Используется генерирующими и электросетевыми компаниями для оптимизации своей производственной деятельности (в краткосрочном, сезонном и годовом разрезах) с учетом заключенных контрактов, соглашений с независимыми производителями энергии, возможностей и ограничений производства и передачи электроэнергии. В системе моделируется региональная или национальная электроэнергетическая система. Имитируется крат-

краткосрочный (почасовой) рынок электроэнергии с учетом физических и институциональных ограничений и определением поставок, потребления и передачи электроэнергии, рыночных цен на электроэнергию.

Система использует дружественный к пользователю графический интерфейс (на базе геоинформационной системы), позволяющий просматривать и редактировать исходные данные энергетических объектов моделируемой системы, результаты моделирования (технические и финансово-экономические показатели).

Система EMCAS (Electricity Markets Complex Adaptive Systems) базируется на принципах объектного (агентного) моделирования (Agent-Based Simulation and Modeling). Каждый участник рынка электроэнергии представляется как самостоятельный объект (agent), имеющий свой набор критериев, правил принятия решения, методов поведения и индивидуальную базу технико-экономических данных (ретроспективных, текущих и перспективных) для поддержки принятия решений.

В отличие от обычных моделей энергосистем, в EMCAS не предполагается наличия единственного лица, принимающего решение, и единого критерия для энергосистемы. Пакет EMCAS предоставляет каждому участнику (объекту) средства анализа его прошлого опыта и использования результатов анализа для адаптивного изменения поведения в новых условиях. «Обучение» участников обеспечивается использованием генетических алгоритмов.

Пакет WASP (Wien Automatic System Planning) широко используется в мире для оптимизации и анализа вариантов развития электроэнергетических систем, обеспечивающих удовлетворение заданного спроса на электроэнергию при определенных пользователем ограничениях (технических, топливных, экологических). Для оценки уровней надежности электроснабжения применяется вероятностное моделирование. Оптимизационная задача решается методом динамического программирования. Пакет позволяет пользователю контролировать промежуточные результаты итерационного процесса оптимизации. Пакет разработан Международным агентством по атомной энергии.

Им же разработан пакет DECADES (Databases and Methodologies for Comparative Assessment of Different Energy Sources for Electricity Generation), включающий модель DECPAC развивающейся электроэнергетической системы с более детальным, чем в WASP, описанием топливного и экологического блоков.

Система моделей APEX (Argonne Production and Expansion model for Electrical Systems) включает ряд взаимосвязанных моделей: оценки стоимости производства электроэнергии и надежности электроснабжения (ICARUS – Investigation of Coast And Reliability in Utility Systems), вариантов развития генерирующих мощностей и электрической сети (APEX-PACE – Production And Capacity Expansion Model), краткосрочных рынков электроэнергии (APEX-SMN – Spot Market Network Model).

Модель ALF (Argonne Load Flow Model) используется для расчета нормальных электрических режимов сложной электрической сети большой размерности.

Бразильская корпорация PRS (Power System Research Corporation) разработала систему математических моделей анализа развития электроэнергетических систем [497], широко используемую в странах Латинской Америки и других странах мира. В состав этой системы входят, в частности:

- SDDP – многоузловая модель гибридной (гидро-тепловой) электроэнергетической системы для расчетов энергетических режимов системы в краткосрочных и длительных (сутки – год) режимах управления в условиях рынка с учетом неопределенности гидроэнергетических ресурсов и спроса на электроэнергию, с детальным описанием электрической сети; модель может использоваться для технико-экономического анализа узких мест электрической сети.

- Модель OPTGEN – оптимизационная модель развития электроэнергетической системы. Критерий модели – минимум суммарных затрат на развитие и функционирование системы.

- Модель OPTNET – оптимизационная модель развития электрической сети энергосистемы. Критерий модели – минимум затрат на развитие сети (включая затраты на обеспечение надежности), обеспечивающее покрытие заданных электрических нагрузок. Режим сети описывается линеаризованными уравнениями потоков в сети с ограничениями на пропускные способности выделенных сечений. Предусматривается сценарное использование модели для учета неопределенности информации и оценки различных вариантов развития сети.

Пакет программ прогнозирования развития электроэнергетических систем Lahmeyer Power System Planning Package [498] разработан в Германии. В его состав входят, в частности, модель SEXSI (System Expansion Simulation) оптимизации развития электроэнергетической системы и модель EXTRA (Expansion of Transmission) анализа вариантов развития электрической сети.

Существует и ряд других пакетов программ, которые могут использоваться в целях поддержки решений по развитию энергосистем в целом и электрической сети в частности.

Достаточно большое внимание уделяется вопросам использования средств автоматизации процессов обоснования принятия решений при управлении развитием электроэнергетических систем и в России.

В практике проектирования (институты “Энергосетьпроект”, организации Министерства энергетики, генерирующие и сетевые компании) используются элементы автоматизированной системы проектирования энергосистем, включающей базы данных по развитию электростанций, основной электрической сети, комплекс моделей оценочного (балансового) типа для анализа вариантов развития электроэнергетических систем, оценки их надежности, затрат на топливо и др.

За длительную историю развития методов проектирования электроэнергетических систем в России создан определенный арсенал средств автоматизации проектных работ.

В СССР в институте "Энергосетьпроект" разрабатывалась система автоматизированного проектирования энергосистем (САПР) [499]. Эта система широко использовалась при выполнении основных проектных работ:

- схем развития ЭЭС, ОЭС и районных энергосистем;
- схем развития и размещения отрасли «Электроэнергетика»;
- энергетических и электросетевых разделов проектов крупных энергетических объектов;
- схем внешнего электроснабжения народно-хозяйственных объектов, энергетических районов и узлов;
- предложений по планам развития электростанций и электрических сетей;
- сводных и справочных данных по развитию энергосистем, энергетических объектов, отрасли «Электроэнергетика».

В 1980-е – 1990-е годы активная работа по созданию САПР была фактически свернута, однако созданные в рамках первой очереди САПР элементы этой системы используются и в настоящее время. Имеющиеся средства обеспечивают:

- накопление, хранение, обновление, переработку и выдачу отчетной, перспективной и справочно-нормативной информации;
- автоматизацию решения многих типовых задач проектирования по технико-экономическому обоснованию проектных решений, задач технического анализа намечаемых вариантов развития энергосистем.

Эта система включает две основные технологические подсистемы, ориентированные на решение двух классов задач проектирования энергосистем: энергетических и электротехнических задач.

В классе энергетических задач предусматривалась автоматизация типовых энергетических расчетов для технико-экономического анализа вариантов развития энергосистем, подготовки сводных и справочных данных. Решались и решаются в настоящее время задачи прогнозирования уровней и режимов электропотребления, составления балансов мощности и электроэнергии, расчетов суточных энергетических режимов работы энергосистем, годовой потребности в топливе и др.

В группе электротехнических задач имеются средства автоматизации расчетов электрических режимов для перспективных вариантов развития энергосистем, необходимых при обосновании решений по развитию электрических сетей и средств управления режимами энергосистем (формирование схем размещения и их эквивалентные преобразования, расчеты установившихся режимов, расчеты статической и динамической устойчивости, токов коротких замыканий и др.).

Как видно из приведенного перечня решаемых задач, большая часть из них имеет технический характер. Разработанные методы и инструменты решения этих задач могут использоваться и в новых экономических условиях.

Вместе с тем, в новых социально-экономических условиях требуется определенное переосмысление и корректировка применяемых в России методов и средств управления развитием электроэнергетических систем, постановка ряда

новых задач, разработка соответствующих математических моделей и программно-информационных средств.

6.2. Информационное обеспечение задач развития ЭЭС

Применение современных математических моделей и методов при решении задач развития электроэнергетических систем невозможно без соответствующего информационного обеспечения. Работы по созданию средств информационного обеспечения в России велись рядом организаций.

В процессе создания автоматизированных систем проектирования электроэнергетических систем институтами Энергосетьпроект, ЭНИН и др. разработаны базы данных по развитию электростанций России, линий электропередачи высоких напряжений, водно-энергетическим характеристикам ГЭС и некоторые другие. В различной степени эти базы используются в практической работе "Энергосетьпроекта", СО ЭЭС России, ГВЦ Минэнерго и др. Первые версии этих баз были реализованы на ЕС ЭВМ, позже некоторые из них переведены на персональные ЭВМ. Наибольшее распространение получила база данных по развитию электростанций.

Максимальные требования к составу и структуре баз данных по развитию ЭЭС предъявляют задачи развития электрической сети. С изменением подходов к решению задач развития электрических сетей в современных условиях необходимо развитие существующего информационного обеспечения. Отметим желательные направления такого развития.

Как следует из приведенного ранее анализа методов и процессов принятия решений по развитию электрических сетей, состава используемых математических методов и средств решения соответствующих задач, эти задачи требуют обширной информации. Требуемая информация характеризуется большим объемом, комплексным характером (технологические, экономические, инфраструктурные и другие параметры), необходимостью хранения данных в динамике развития энергосистем, широтой использования многими организациями.

В силу комплексного и инфраструктурного характера электрических сетей энергосистем исходная информация при принятии решений по их развитию охватывает все основные параметры энергосистемы в целом (не только собственно сетей), включая данные о генерирующих мощностях, нагрузках потребителей электроэнергии, экономические данные о функционировании рынков электроэнергии, инфраструктурные данные (экологическое влияние и др.).

Результаты расчетов по развитию электрических сетей и принятые решения, т.е. данные на перспективу, нужны и должны использоваться всеми субъектами рынков электроэнергии для обоснования собственных решений и согласования этих решений. Перспективные данные должны присутствовать в базах данных. Состав этих данных должен быть достаточным для всех субъектов рынка. Например, потребители электроэнергии должны иметь данные на перспективу о возможных объемах потребления электроэнергии, межузловых потоках электроэнергии и ценах на электроэнергию по узлам электрической сети при различных вариантах развития энергосистем.

Таким образом, существующие базы данных должны быть расширены за счет включения в них экономических данных о рынках электроэнергии (объемы продажи, закупки и передачи электроэнергии, узловые цены). Требуется расширение состава хранимых данных и в части экологического влияния объектов электроэнергетики. Фактически речь должна идти о создании единого информационного обеспечения развития электроэнергетики страны в целом.

Представляется необходимым обеспечить широкую доступность этих данных для всех участников рынка электроэнергии (генерирующих и электросетевых компаний, потребителей электроэнергии, потенциальных инвесторов в генерирующую и сетевую часть энергосистем, органов власти и др.). Такой доступ может быть организован через интернет в режиме регламентированного доступа. Определенные шаги в этом направлении делаются в мире (см. например, описание базы данных NAPD (North America Power Transmission and Generation Database) для региона Северной Америки, разработанной кампанией Cambridge Energy Solutions [500]).

Информационное обеспечение должно включать в себя, наряду с традиционными средствами хранения, редакции и выборки данных, и новые интеллектуальные средства анализа данных. Это: графический анализ потоков электрической энергии и мощности в электрической сети, анализ пропускных способностей сети по ее сечениям, анализ «узких мест» в транспорте электроэнергии, включая экономическую оценку ущербов от их присутствия, ретроспективный экономический анализ рынков электроэнергии, калькуляция прогнозных цен на электроэнергию и другие средства. Необходимы определение состава таких средств и их последующая программная реализация в виде пакетов программ, встроенных в информационную систему. Некоторые из перечисленных средств разработаны и используются в мировой практике (указанные выше пакеты GTMAX и PowerWorld [494,4 96], модель BusMap анализа потоков электроэнергии в сети компании Cambridge Energy Solutions [500] и др.).

Создание мощных современных баз данных для решения задач развития электроэнергетических систем – одно из важнейших направлений работ по совершенствованию системы управления развитием ЭЭС. С учетом тенденций в развитии вычислительной техники и систем управления базами данных, можно выделить следующие основные принципы развития баз данных ЭЭС:

- работа в сети персональных вычислительных машин различного класса и платформ, включающих как мощные серверы баз данных общего назначения, так и машины пользователей;
- программные средства систем типа «клиент – сервер», включающие современные системы управления распределенными базами данных;
- совместное использование разнородных типов СУБД различных баз данных и различных пользователей;
- переход в будущем к созданию на основе разработанных баз данных интеллектуальных баз знаний, включающих методы анализа и проектирования развития ЭЭС.

Следует отметить некоторые общие положения (требования) разработки баз данных, несоблюдение которых приводит к большим трудностям в использовании БД и росту затрат на сопровождение программных средств управления данными.

Недостаточная полнота данных в базах существенно снижает уровень автоматизации при проведении исследований по развитию ЭЭС, поскольку недостающие данные вводятся нестандартными (принятыми в системе) средствами, часто вручную и многократно; достоверность этих данных существенно ниже, чем данных из БД.

Полнота данных в системе предполагает наличие в БД исчерпывающих данных о всех существующих и перспективных энергетических объектах ЭЭС с учетом технологического, территориального и временного аспектов, а также необходимых данных о смежных отраслях (потребности в электроэнергии, данные по топливоснабжению и др.). Состав этих данных должен покрывать потребности всех основных задач развития ЭЭС в практике управления развитием ЭЭС.

Достоверность данных в БД обеспечивается за счет рациональной организации данных и минимального их дублирования, введения средств обеспечения целостности данных, надежности их хранения, контроля от несанкционированного доступа, административных методов организации работы с данными.

Одной из наиболее сложных проблем здесь является обеспечение целостности данных базы, содержащей множество связанных друг с другом наборов (таблиц) данных. Для устранения ситуации появления противоречивых, несогласованных данных в связанных таблицах требуется разработка достаточно сложных по логике программных средств. Следует отметить, что некоторые из современных СУБД имеют встроенные системные средства контроля целостности данных, обеспечивающие исчерпывающий контроль любых операций с данными, которые могут приводить к их рассогласованию или к потере данных [501].

Универсальность методов организации данных различных БД существенно снижает трудоемкость совместного использования нескольких баз данных. Фактически в мировой практике в качестве стандарта используется реляционная модель данных [502, 503]. Не все свойства классической реляционной модели данных реализованы в разных СУБД. Целесообразна ориентация на СУБД с наиболее жестким соблюдением стандартов реляционной модели данных.

Быстродействие БД, время реакции системы на запрос данных, очевидно, весьма важны. Тем не менее стремление к увеличению быстродействия БД не должно приводить к снижению надежности хранения данных или к существенному увеличению их объема. В большой степени быстродействие определяется выбором базовой СУБД при разработке базы данных, которая однако наряду с высокой скоростью работы, должна обеспечивать и другие качественные параметры БД, в первую очередь, надежность хранения данных.

Язык общения пользователя с базой данных должен быть достаточно прост, гибок и близок к профессиональному языку пользователя-энергетика.

Степень удовлетворения этих требований определяется как квалификацией программиста-разработчика БД, так и составом системных средств, имеющихся в распоряжении разработчика в тех или иных СУБД. Современные системы предоставляют весьма широкий набор средств работы пользователя с данными, включая традиционные "меню", работу с "мышью", многооконные режимы работы и др. Развитые СУБД обеспечивают интерактивную разработку экранных форм и печатаемых отчетов в процессе разработки БД, а также возможность создания новых или изменения заложенных в БД форм в процессе работы самого пользователя с БД, без участия программиста-разработчика.

Возможность работы БД в сети персональных ЭВМ с одновременным доступом многих пользователей к одной БД – естественное условие для современных баз данных. Возникающая при этом проблема обеспечения целостности данных решается либо самими разработчиками БД, либо штатными средствами сетевых версий профессиональных СУБД. Современные системы имеют достаточно надежные средства контроля одновременного доступа к одним и тем же данным нескольких пользователей БД и соответствующие средства блокировки данных от их недопустимого использования.

Информационная и программная совместимость разрабатываемых баз данных (преемственность информации, совместимые структуры данных, единая СУБД различных баз данных) весьма важны из-за большой трудоемкости реализации и реструктурирования БД. В то же время имеющаяся тенденция сближения современных СУБД по основным характеристикам, перспективные проекты создания СУБД, работающих одновременно с базами данных разных форматов, по-видимому, не требуют однозначного выбора единой, "лучшей" СУБД для всех БД, которые могут использоваться совместно.

С учетом этих требований в Сибирском энергетическом институте СО РАН был разработан прототип базы данных по развитию ЭЭС, включающий в настоящее время базы данных по развитию электростанций и линий электропередач ЭЭС России, технико-экономических показателей генерирующего и сетевого оборудования ЭЭС. Эти БД обеспечивают многопользовательский режим работы в сети ПЭВМ, многовариантность данных на перспективу, гибкие (по желанию пользователя), развитые средства выборки данных, ориентированные на пользователя-энергетика. В качестве базовой СУБД используется система PARADOX, что позволило обеспечить системными средствами надежный контроль согласованности и достоверности данных в этих базах, создать современные средства общения пользователя с БД. Ведется работа по модернизации БД с реализацией в клиент-серверной архитектуре на базе системы управления данными MySQL.

Состав данных в БД ориентирован на решение достаточно широкого круга задач перспективного развития электроэнергетики на различную перспективу для разных территориальных уровней. Принятая организация хранения данных допускает расширение состава данных по мере необходимости. Достоверность данных в БД обеспечивается за счет их рациональной организации данных и минимального дублирования, введения средств обеспечения целост-

ности данных, надежности их хранения и контроля от несанкционированного доступа.

Центральной в БД развития электроэнергетики является база данных развития электростанций. Она содержит информацию об агрегатном составе электростанций России, включая ретроспективные и вариантные данные на перспективу.

Структура базы представлена на рис. 6.1. Там же показаны предусматриваемые связи базы электростанций с базами данных развития основных электрических сетей, экологических данных и детальных технико-экономических показателей типовых агрегатов электростанций.

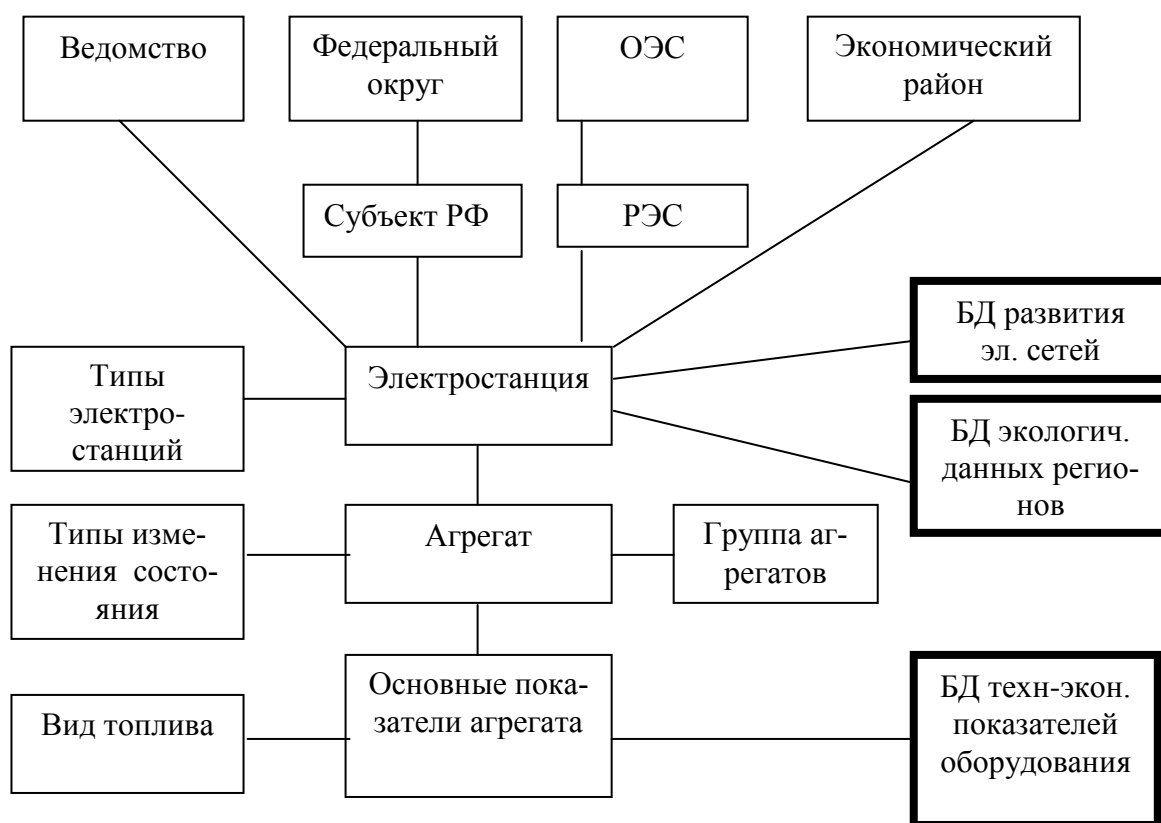


Рис. 6.1. Структура базы данных по электростанциям России

Основой территориального представления данных служит цепочка: объединенная энергетическая система (ОЭС) – районная энергетическая система (РЭЭС) – электростанция. Вместе с тем, как видно из этого рисунка, используются и другие территориальные разрезы: административное деление, экономическое районирование.

Данные базы отражают полную картину развития каждого агрегата на электростанциях, начиная от его ввода, включая операции по модернизации и реконструкции оборудования и до его демонтажа или консервации.

Наличие в базе ряда словарей, показанных на рисунке, позволяет организовать выборку из базы широкого набора данных различного характера и степени агрегирования в территориальном, технологическом, временном и других

разрезах. Для реализации гибких запросов данных предусмотрены средства, позволяющие сформировать запрос, выбрать нужные данные, сохранить эти данные в текстовом файле для дальнейшей обработки, выдать их на печать, продолжить работу с выбранными данными в какой-либо системе управления БД или в табличном процессоре (Excel и др.). Сформированные запросы пользователя могут сохраняться в библиотеке запросов для повторного использования.

Средства общения пользователя с базой данных достаточно просты и включают в себя набор средств с традиционными "меню", работу с "мышью", многооконный режим работы.

Для информационного обеспечения системных исследований развития топливно-энергетического комплекса России в Институте систем энергетики на основе анализа используемой информации сформулированы системные требования по согласованию между собой структур данных БД отраслевых систем ТЭК (электроэнергетики, систем топливоснабжения, систем теплоснабжения) [504].

6.3. Организация пакетов программ СОЮЗ и СЕТИ

Математическая модель СОЮЗ (см. п. 3.2), предназначенная для выбора рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей электроэнергетических систем, реализована на персональном компьютере в виде пакета программ (программно-вычислительного комплекса).

Главной побудительной причиной создания такого пакета явилась большая размерность решаемой задачи и в связи с этим – чрезвычайная трудоемкость ручной подготовки исходной информации и анализа результатов решения задачи, фактически исключающая возможность организации в таком режиме многовариантных исследований.

Пакет включает в себя следующие программные компоненты (блоки):

- Блок ВВОД и МОДЕЛЬ, предназначенный для ввода в интерактивном режиме исходной информации задачи, ее входного контроля, автоматического формирования на ее основе численной математической модели задачи, включающей все массивы данных требуемых для ОПТИМИЗАТОРА в форме промежуточного рабочего файла (временного архива); результаты работы этого блока сохраняются также на диске компьютера в виде текстового файла, пригодного для печати.

- Блок ОПТИМИЗАТОР, осуществляющий на основе сформированной математической модели (временного архива) собственно решение оптимизационной задачи с добавлением результата решения во временный архив. Для решения задачи используется метод модифицированной функции Лагранжа (известный также как метод «вспомогательных функций» и метод «сдвига штрафной функции») [505].

- Блок ВЫВОД, предназначенный для автоматического формирования на основе решения ОПТИМИЗАТОРА (из временного архива) ряда выходных

табличных форм, ориентированных на пользователя и описывающих решение задачи. Это – сводные и детальные технико-экономические показатели развития генерирующих мощностей в территориальном разрезе, типовые балансы мощности и электроэнергии по узлам энергосистемы, покрытие суточных графиков электрической нагрузки и др.; эти выходные формы сохраняются на диске компьютера в виде текстовых файлов, которые в последующем могут быть распечатаны либо использованы для последующей обработки в табличных процессорах.

- Блок АНАЛИЗ, служащий для автоматизации типовых процедур углубленного анализа пользователем полученного решения. В рамках этого блока (на основе полученного решения задачи) в настоящее время выполняются:

- расчет и выдача в графической форме покрытия суточных графиков нагрузки узлов системы генерирующими источниками узла и перетоками электроэнергии из соседних узлов;
- расчет и выдача в стилизованной графической форме межсистемных перетоков электроэнергии в суточном, сезонном и годовом разрезах;
- расчет и выдача в графической форме кривых удельных приведенных затрат на производство электрической энергии всех генерирующих источников каждого узла энергосистемы (в зависимости от годового числа использования установленной мощности); эта информация дает количественную оценку сравнительной экономической эффективности работы различных типов генерирующего оборудования;
- расчет и выдача в графической форме результатов вписывания энергии конкретной ГЭС в суточный график заданного узла, для оценки максимально возможной генерирующей мощности ГЭС;
- расчет и выдача в табличной форме основных технических показателей работы генерирующего оборудования в моделируемых суточных режимах (с указанием ограничений минимально и максимально возможной нагрузки электростанций, выделением оборудования, работающего на нижнем или верхнем пределе); эта информация требуется при анализе влияния маневренных свойств оборудования на результаты решения задачи; данные таблицы могут быть легко использованы для дальнейшей обработки в табличных процессорах типа Excell.

- Блок ДИСПЕТЧЕР, представляющий собой головную управляющую программу пакета координирующую работу всех остальных программных блоков пакета и обеспечивающую интерактивную среду общения пользователя с пакетом.

- Средства создания и управления БАЗОЙ ВАРИАНТОВ, предназначенные для организации серийных расчетов на модели.

На рис. 6.2 дана иллюстрация одного из этапов работы пользователя с пакетом.

Интерактивная среда взаимодействия пользователя с пакетом, как это видно из приведенного рисунка, организована в виде многостраничного блокнота, на каждой странице которого пользователь вводит необходимую исходную или

управляющую информацию. Состав страниц блокнота отражает типовую последовательность действий по выполнению отдельных этапов решения задачи.

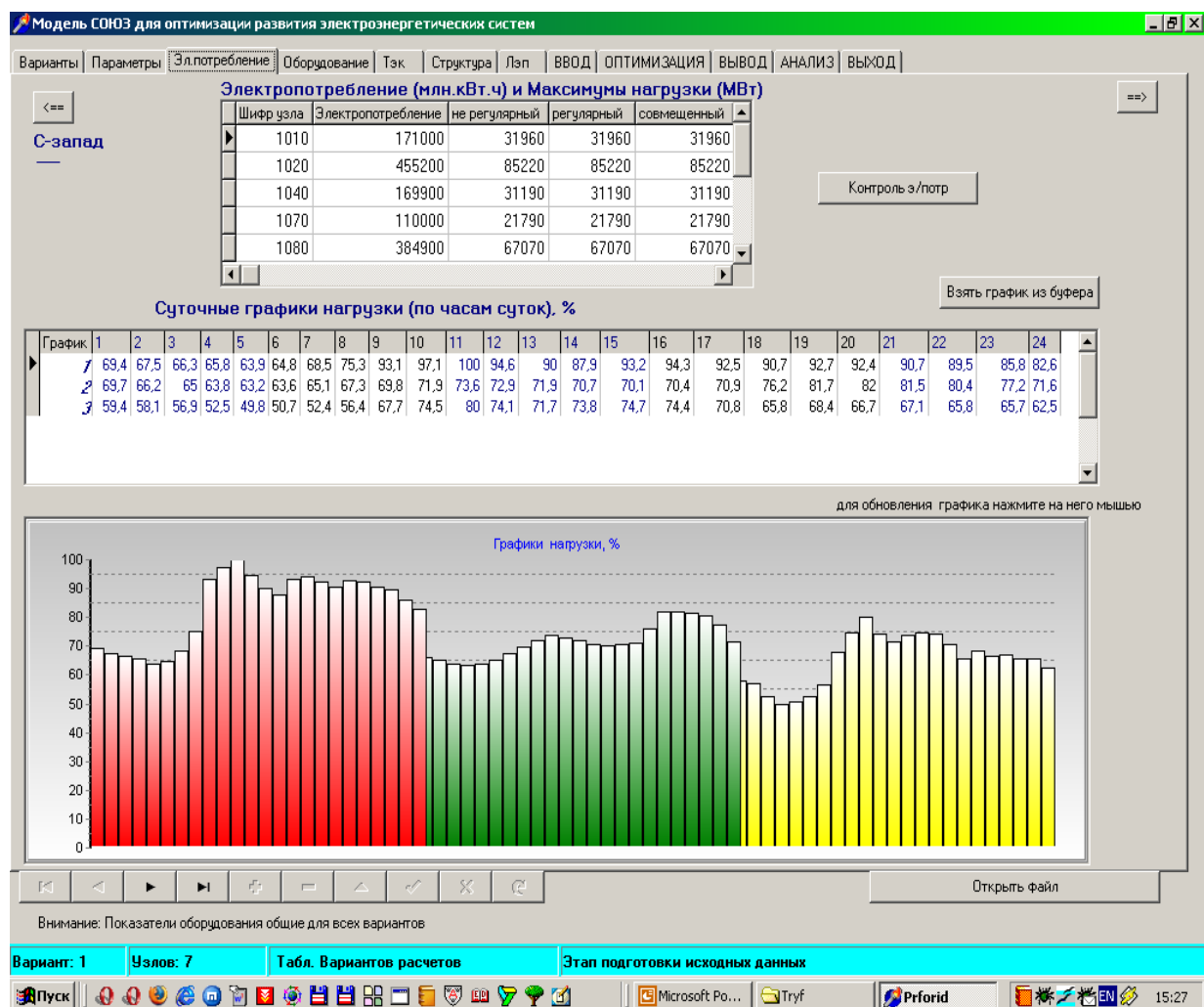


Рис. 6.2. Иллюстрация пакета программ СОЮЗ

Первая страница «Варианты» служит для формирования нового варианта задачи (как правило, на базе ранее рассчитанного варианта) или выбора варианта из ранее рассчитанных (из БАЗЫ ВАРИАНТОВ) для его повторного просмотра или анализа.

Последующие страницы «Параметры», «Эл.потребление», «Оборудование», «ТЭК», «Структура», «ЛЭП» служат для ввода или коррекции исходной информации модели для соответственно базовых параметров модели (состава узлов и суточных графиков нагрузки), данных по электропотреблению, технико-экономических показателей типовых групп генерирующего оборудования и линий электропередач, информации по возможным объемам и ценам используемого топлива и интегральным ограничениям на развитие отдельных типов генерирующего оборудования, данных о существующей структуре генерирующих мощностей и ее возможном развитии по узлам энергосистемы, данных о существующей схеме межузловых электрических связей и ее возможном развитии.

Собственно вводу исходной информации в этом пакете может предшествовать предварительная выборка нужных агрегированных данных из описанных в предыдущем параграфе баз данных по структуре генерирующих мощностей и электрической сети ЕЭС России.

Следующие страницы «Ввод», «Оптимизация», «Вывод» используются для запуска расчетных программ вышеуказанных блоков ВВОД и МОДЕЛЬ, ОПТИМИЗАТОР, ВЫВОД.

Страница «Анализ» служит для интерактивной работы с описанными выше средствами анализа решения.

Завершается работа пользователя на странице «Выход».

Расчетные блоки ВВОД и МОДЕЛЬ, ОПТИМИЗАТОР, ВЫВОД программно реализованы на языке ФОРТРАН, остальные блоки пакета реализованы в среде DELPHI. Время собственно счета задачи на персональном компьютере (наибольшее в блоке ОПТИМИЗАТОР) для типовой задачи составляет (в зависимости от точности счета) от нескольких секунд до 1 мин.

На основе линейной оптимизационной модели транспортного типа [364, 506] и методов структурного анализа (см. п. 3.3) реализован вычислительный пакет программ развития электрической сети.

Состав и структура этого пакета во многом аналогичны приведенному выше пакету СОЮЗ. Пакет также имеет средства интерактивного ввода исходной информации, средства автоматического формирования расчетной модели, оптимизатор на основе потокового алгоритма, средства выдачи результатов в табличном виде, средства организации базы вариантов выполненных расчетов.

Отличительной особенностью этого пакета является наличие встроенных средств визуализации электрической сети на географической карте на базе геоинформационных технологий. Фрагмент работы пользователя с этим пакетом показан на рис. 6.3.

Возможности визуализации сети делают более наглядными результаты счета задачи, позволяют произвести быструю качественную оценку получаемой схемы сети, в том числе надежности электроснабжения узлов. Кроме того, эта геоинформационная система может использоваться и для ввода и редактирования исходных данных задачи по узлам сети и ее электрическим связям.

Геоинформационные средства обеспечивают возможность фильтрации выдаваемой графической информации по различным признакам: тип линии, напряжение, новая или существующая ЛЭП и др., что также упрощает анализ полученного решения.

Описываемый пакет программ развития электрической сети реализован на персональной ЭВМ в среде программирования DELPHI, геоинформационные возможности пакета реализованы на базе средств MapInfo. Время счета реальной задач развития сети с числом узлов порядка 100-200 составляет несколько секунд.

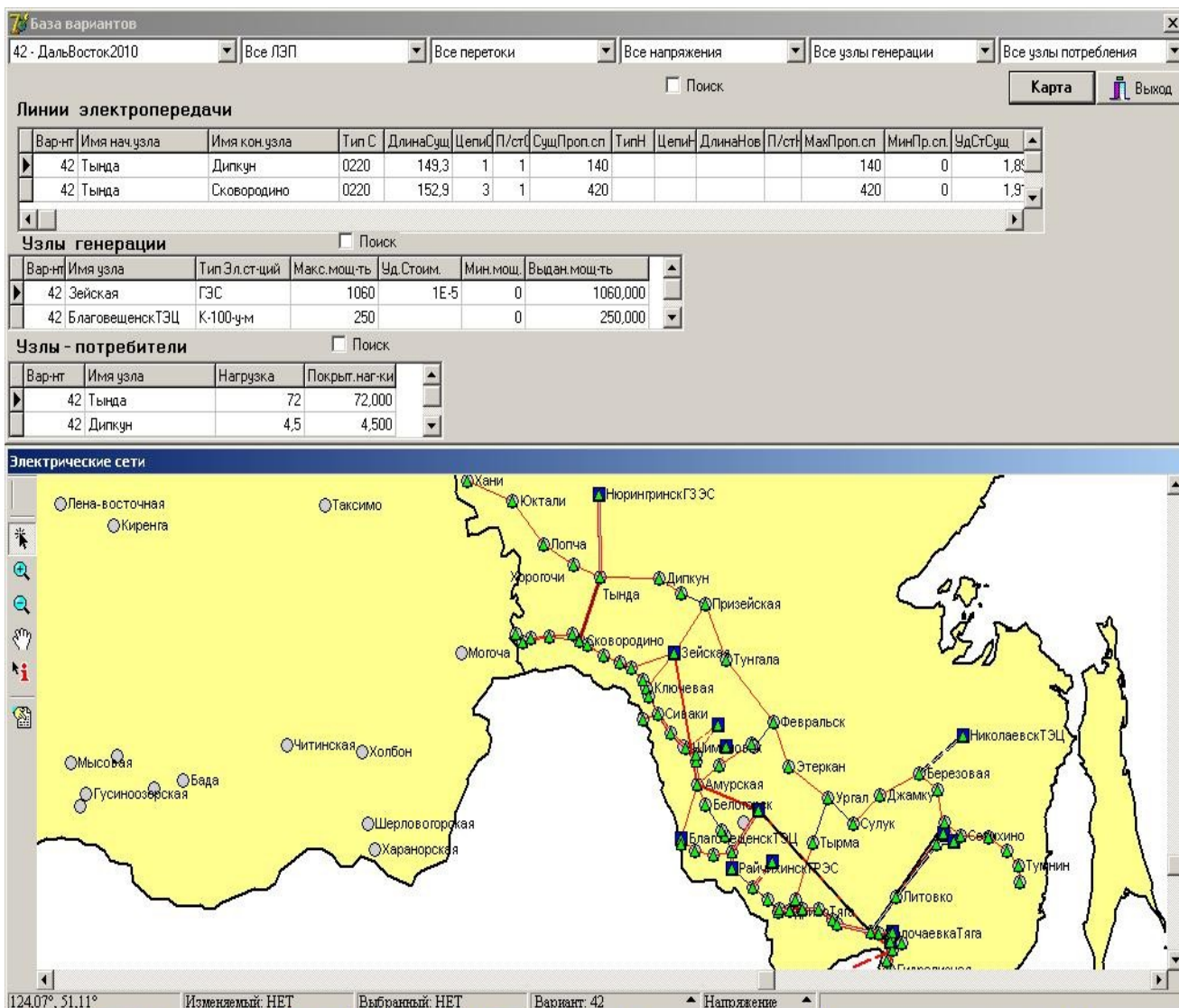


Рис. 6.3. Иллюстрация работы с программой развития электрической сети

6.4. Организация программного комплекса ОРИРЭС

Наряду с программным комплексом СОЮЗ, предназначенным для оптимизации развития электроэнергетических систем на территории России, в ИСЭМ СО РАН разработана математическая модель ОРИРЭС (Оптимизация Развития И Режимов Электроэнергетических Систем) для исследования эффективности межгосударственных электрических связей (МГЭС) и энерго-объединений (МГЭО). В задачи этой модели входит определение экономической эффективности создания МГЭС между отдельными странами, возможно с детализацией по их отдельным территориям, группами этих стран и между всеми странами рассматриваемого региона мира и формирования при этом локальных и регионального МГЭО.

Модель ОРИРЭС учитывает ряд особенностей, которые в совокупности не отражены в уже имеющихся инструментах. Они представлены ниже.

1. Рассматриваются нескольких энергосистем (эквивалентных узлов) в разных странах и вариантов сооружения межгосударственных электрических связей между этими странами.

2. Расчеты оптимального развития всех ЭЭС и МГЭС проводятся для определенного перспективного расчетного периода, в течение которого в исследуемых странах может возрасти нагрузка потребителей и появиться необходимость либо строить новые станции, либо сооружать МГЭС. Этот период может составлять 10 и более лет. В модели задается исходное состояние МГЭО (национальных ЭЭС и МГЭС) в начале периода.

3. В модели сравниваются разные альтернативы покрытия прироста нагрузки в каждой из объединяемых энергосистем (в каждой стране) в течение расчетного периода: строительство собственных новых источников электроэнергии или сооружение межгосударственных электрических связей для получения ее извне. Для этого в модели предусматриваются независимые (оптимизируемые) переменные, соответствующие вводам новых электростанций и МГЭС, а затраты на их сооружение отражаются в целевой функции.

4. При сопоставлении новых электростанций и МГЭС учитываются как капитальные вложения, так и годовые эксплуатационные издержки. Поэтому в модели представлены переменные, характеризующие производство электроэнергии на электростанциях и перетоки по межсистемным связям.

5. Для учета разновременности наступления годовых максимумов нагрузки балансы мощности объединяемых национальных энергосистем (эквивалентных узлов) составляются для всех часов наступления этих максимумов, а также для часа совмещенного максимума МГЭО. Эти часы должны быть привязаны к единому времени (например, универсальному скоординированному времени – UTC).

6. При оптимизации режимов МГЭО с целью определения топливных затрат в модели подробно учитываются изменения нагрузки и, как следствие, рабочей мощности отдельных электростанций в сезонном, недельном и суточном разрезах. Рассчитывать режимы для всех 365 дней нецелесообразно, так как прогнозирование на далекую перспективу всех графиков нагрузки потребителей практически невозможно. Представляется достаточным оптимизировать суточные режимы для восьми характерных суток года (рабочих и выходных дней четырех сезонов) с последующим обобщением результатов для года в целом. В каждых сутках рассматриваются все 24 часа.

Задачам развития ЭЭС (и, тем более МГЭО) свойственна большая размерность, и по своей природе они являются динамическими. Однако, размерность задачи уменьшается путем рассмотрения нескольких эквивалентных видов электростанций и нескольких характерных суточных графиков нагрузки потребителей в узлах МГЭО. По этой же причине применяется статический вид модели. Динамику развития ЭЭС возможно учесть путем соответствующего использования модели (схемы проведения расчетов для последовательных временных этапов).

Модель ОРИРЭС является линейной. Это допустимо для задач, в которых рассматриваются укрупненные объекты, отдаленная перспектива и имеется значительная неопределенность информации.

Для исследования сравнительной энергоэкономической эффективности МГЭС, исходя из экономического критерия (минимум приведенных к годовой размерности затрат), на модели ОРИРЭС оптимизируются объемы вводов и структура электростанций в межгосударственном энергообъединении и режимы их использования в сезонном, недельном и суточном разрезах с учетом перетоков по межгосударственным электрическим связям и ограничений на развитие электростанций разных типов и электрических сетей. При этом основными результатами расчетов являются требуемая пропускная способность МГЭС, графики перетоков в характерные сутки и сезоны года, структура генерирующих мощностей каждой ЭЭС, режимы участия различных типов генерирующего оборудования в покрытии графиков нагрузки энергоузлов (с учетом перетоков по МГЭС), капиталовложения, ежегодные издержки и приведенные затраты в МГЭС и генерирующие мощности, в том числе вытесняемые МГЭС, в разных странах (узлах расчетной модели) и по энергообъединению в целом.

Модель реализована на персональном компьютере и включает такие основные блоки, как ВВОД, ОПТИМИЗАТОР, ВЫВОД. Первый блок обеспечивает формирование расчетной схемы (которая составляется с учетом территориально-организационной иерархии ЭЭС) и собственно задание исходной информации (которая разбивается на группы, включая электропотребление, технико-экономические показатели генерирующих мощностей и линий электропередачи). Второй блок решает задачу минимизации целевой функции затрат модели с учетом принятых ограничений разного рода с помощью комплекса прикладных программ GAMS (General Algebraic Modeling System). Блок ВЫВОД на базе средств Excell подготавливает выдачу результатов расчетов, полученных в предыдущем блоке, в виде выходных таблиц. Последние включают детальные технико-экономические показатели развития генерирующих мощностей по принятым типам электростанций в территориальном разрезе, расчетные пропускные способности трансграничных электропередач между отдельными узлами, покрытие графиков электрической нагрузки по узлам с учётом почасовых обменов мощностью, суммарные инвестиции, топливные и эксплуатационные издержки и др.

Методика использования модели ОРИРЭС для оценки эффективности МГЭС и МГЭО описана в п. 3.4 данной монографии и здесь не приводится.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представляемая книга отражает современное состояние разработок методологии, методов и моделей обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и электроэнергетических компаний, выполненных в ИСЭМ СО РАН и соответствующих текущему состоянию объектов исследований. Между тем, электроэнергетика, электроэнергетические системы и компании находятся в непрерывном развитии и трансформации их свойств, что предопределяет необходимость непрерывной корректировки и совершенствования используемых методологии, методов и моделей. Попытаемся синтезировать облик ЭЭС будущего.

Закономерности изменения условий и функционирования ЭЭС приводят к существенным трансформациям в структуре систем и режимах их работы. Эти трансформации обусловлены рядом объективных факторов, которые определяют облик ЭЭС будущего.

Продолжится увеличение масштабов ЭЭС, расширение обслуживаемых ими территорий, объединение для совместной работы различных ЭЭС с формированием межрегиональных, межгосударственных и межконтинентальных энергообъединений.

Продолжится развитие агломераций вокруг крупных городов, обусловленное формированием в них центров государственного и хозяйственного управления, сосредоточение в них высокотехнологических производств, финансовых ресурсов, креативных групп населения, научно-образовательного кластера. Одновременно с этим продолжится тенденция деурбанизации городских поселений, включая вынос за пределы городской застройки промышленного производства и развитие индивидуального малоэтажного строительства. В дополнение к предыдущему будет продолжаться повышение статуса и жизненного уровня в средних и небольших городах. Все это приведет ко все большему рассредоточению электропотребления по территории при глубокой электрификации промышленности и быта для обеспечения роста качества жизни и производительности труда.

Тенденция децентрализации электроснабжения будет развиваться и со стороны генерации электроэнергии в связи с расширением использования источников распределенной генерации, подключаемых к узлам распределительной электрической сети. Эта тенденция обусловлена появлением новых высокоэффективных технологий производства электроэнергии, гибко адаптирующих ЭЭС к неопределенности спроса на электроэнергию. Свой вклад в распределенную генерацию внесут источники электроэнергии, использующие возобновляемые энергетические ресурсы.

Новые высокоэффективные технологии получают все большее использование и для крупных источников электроэнергии. Реально структура генерации будущих ЭЭС должна включать относительно крупные генерирующие источники для снабжения электроэнергией крупных электроемких потребителей и достаточно высокой доли распределенной генерации электроэнергии.

Широкое распространение в ЭЭС установок распределенной генерации порождает несколько особенностей. Многие малые генерирующие установки, использующие газотурбинные технологии, работают на более высокой по сравнению с промышленной частоте и подключаются к системе через выпрямительно-инверторные блоки. Аналогичное подключение имеют ветроагрегаты, отличающиеся к тому же стохастическим характером генерируемой мощности. В результате существенно изменяются частотные характеристики генерации в ЭЭС, снижается регулирующий эффект генерации по частоте. Установки распределенной генерации имеют малые, по сравнению с традиционными генераторами большой мощности, постоянные инерции ротора и упрощенные системы регулирования, что создает проблемы с обеспечением устойчивости ЭЭС. Подключение установок распределенной генерации к распределительной электрической сети радикально изменяет ее свойства, создавая проблемы устойчивости, формируя необходимость существенного развития и принципиальной реконструкции систем релейной защиты и автоматики на этом уровне.

В целом с учетом указанных факторов электроэнергетические системы будущего все в большей мере будут приобретать функции и свойства инфраструктурных систем (своего рода «электрического интернета»), которые теоретически будут в состоянии предоставлять потребителю электроэнергию требуемом месте, необходимых качества и надежности электроснабжения и по принимаемой цене.

В связи с тенденциями развития генерации и приобретением ЭЭС инфраструктурной роли существенно изменится и электрическая сеть. С учетом новых технологий в преобразовательной технике на основе силовой электроники, снижения стоимости, повышения надежности и обеспечения высокой управляемости электропередач постоянного тока они получают существенное развитие в передающей электрической сети. Одновременно широкое использование устройств, формирующих на основе использования силовой электроники гибкие электропередачи переменного тока (FACTS) радикальным образом повысит управляемость передающей сети переменного тока. Новые технологии, включая использование устройств FACTS, существенно повысят надежность и управляемость распределительной электрической сети.

Рост электропотребления при рассредоточении генерирующих источников и потребителей по территории приведет к увеличению плотности передающих и распределительных электрических сетей.

Развивается тенденция роста доли новых электроприемников с новыми нагрузочными характеристиками. К таким электроприемникам относятся все электроустановки, запитанные через современные блоки питания: выпрямители плюс стабилизаторы и выпрямители плюс инверторы. Это частотно-регулируемый электропривод, вся компьютерная, офисная и бытовая техника с импульсными источниками питания, светодиодное освещение и т.п. Их особенностью является неизменная величина потребляемой активной мощности при изменении в широком диапазоне величины и частоты напряжения

в питающей сети (некоторые электроприемники обеспечивают неизменность нагрузки даже при снижении уровня напряжения до 30 % от номинального). Если традиционные потребители при снижении величины питающего напряжения снижают свое потребление, тем самым обеспечивая регулирующий эффект нагрузки, то новые потребители при снижении величины питающего напряжения увеличивают потребляемый ток при сохранении неизменной активной мощности, а с учетом потерь в распределительной электрической сети это приводит к росту активной и реактивной мощности нагрузки. Соответственно при росте общей доли новых электроприемников будет снижаться регулирующий эффект нагрузки по напряжению в ЭЭС.

Ситуация усугубляется широким применением современных устройств регулирования под нагрузкой (РПН) трансформаторов, в том числе в распределительной электрической сети, в результате чего уровни напряжения на шинах потребителей становятся относительно стабильными и соответствуют нормативным требованиям, но при аварийных условиях в магистральных и распределительных электрических сетях вместо снижения напряжения на шинах потребителей (и, как следствие, снижения активной и реактивной нагрузки) имеет место неизменность нагрузки, увеличение потерь в сети и существенный рост потребляемой из питающей электрической сети реактивной мощности.

Еще одной проблемой является то, что все большее число электроприемников сохраняет неизменной потребляемую мощность при изменении частоты в питающей сети. К таким электроприемникам относятся не только упомянутые выше новые потребители, но и большинство нагревательных элементов, используемых для электроотопления. При этом снижается как суммарная мощность, так и общая доля нагрузки, напрямую подключенной к электрической сети переменного тока (без частотных преобразователей), которая обеспечивала бы регулирующий эффект нагрузки по частоте для всей ЭЭС.

Важный новый фактор для будущих ЭЭС – появление активных потребителей, самостоятельно управляющих собственным электропотреблением в зависимости от ценовых условий на розничном рынке электроэнергии путем переноса потребления электроэнергии некоторыми электроприемниками с периодов с высокой ценой электроэнергии на периоды с низкой ценой. Такое независимое от диспетчерского графика управление нагрузкой активных потребителей создает проблемы для управления режимами ЭЭС вследствие неопределенности электропотребления активных потребителей.

С учетом указанных тенденций все большего распространения электроприемников, питающихся на постоянном токе через преобразовательные элементы, можно ожидать переход к формированию питающих распределительных электрических сетей на постоянном токе при размещении общих преобразовательных установок с переменного тока на постоянный на питающих подстанциях.

Перечисленные новые нагрузочные характеристики потребителей и генерации будущих ЭЭС существенно изменят свойства и управляемость систем. Существующие принципы управления режимами в традиционных ЭЭС основываются на использовании регулирующего эффекта нагрузки и частотных характеристиках генерации. За счет указанных эффектов современные ЭЭС обладают внутренней самоустойчивостью, а системы управления воздействуют при выходе режимных параметров за определенные границы. В связи с изменением свойств будущих ЭЭС их внутренняя самоустойчивость во многом трансформируется, вследствие чего традиционные принципы управления режимами ЭЭС потребуют существенной модификации и развития.

Существенное изменение свойств будущих ЭЭС и трансформация их внутренних возможностей самоустойчивости произойдет в результате массового распространения систем хранения электрической энергии, технологии которого уже сейчас имеют промышленное применение. Характерно то, что системные накопители электрической энергии имеют высокоэффективные быстродействующие системы управления, могущие внести свой вклад в обеспечение управляемости ЭЭС. Большая доля накопителей электрической энергии ожидается на базе электромобилей, которые при массовом их использовании существенно изменят облик и режимы работы будущих ЭЭС.

Практически во всех странах мира в качестве государственной политики технологического развития электроэнергетики и ЭЭС будущего принята концепция интеллектуальной энергосистемы (Smart Grid). Эта концепция базируется на интеграции многих инновационных направлений во всех звеньях производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Развитие будущих ЭЭС на технологической базе интеллектуальной энергосистемы позволит во многом нивелировать перечисленные выше потенциально негативные тенденции в изменении свойств ЭЭС. В то же время уже сейчас возникают, а в будущем обострятся новые проблемы, связанные с необходимостью усиления координации управления режимами ЭЭС на различных уровнях, повышения эффективности управления, обеспечения надежности самой системы управления режимами ЭЭС. Особую остроту приобретают вопросы информационной и кибер-безопасности при мониторинге и управлении ЭЭС. Эти проблемы должны найти отражение в корректируемой методологии обоснования развития ЭЭС.

Все изложенное требует серьезных глубоких исследований по изучению свойств будущих ЭЭС, разработке принципов и методов их формирования и развития с учетом изменяющихся условий, управления их режимами в нормальных и аварийных ситуациях, а также систем диспетчерского и автоматического управления режимами ЭЭС. Перечисленные аспекты потребуют совершенствования методологии обоснования развития ЭЭС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфанов В.В.** Методические основы обоснования развития электроэнергетических систем в либерализованных условиях // Изв. РАН. Энергетика, 2002, № 4, с. 30–39.
2. **Волькенау И.М.** Об управлении развитием ЕЭС России в новых условиях // Энергетик, 2005, №3, с. 2-5; № 5, с. 16–19.
3. **Волков Э.П., Баринов В.А.** Методические принципы обоснования развития электроэнергетики России в условиях ее либерализации // Изв. РАН. Энергетика, 2006, № 6, с. 3–19.
4. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю.** Обоснование развития электроэнергетических компаний в условиях несовпадающих интересов субъектов отношений // Изв. РАН. Энергетика, 2003, № 2, с. 39–51.
5. **Воропай Н.И., Труфанов В.В., Шевелева Г.И.** Обеспечение инвестирования и развития электроэнергетики России при переходе к конкурентному рынку // Энергетическая политика, 2004, вып. 2, с. 44–49.
6. **Воропай Н.И.** Иерархическое моделирование при обосновании развития электроэнергетических систем // Exponenta Pro. Математика в приложениях, 2003, № 4(4), с. 24–27.
7. **IRP/DSM/LCP and Their Effect on Power System Planning** / J. Michel, J. Arceluz, E. Golvano e.a. // CIGRE, 1996 Session Proc., Paris, France, August 25–29, 1996, 11 p.
8. **Miranda V., Proenca L.M.** Probabilistic Choice vs. Risk Analysis – Conflicts and Synthesis in Power System Planning // IEEE Trans. Power Syst., 1998, Vol. 13, No. 3, p. 1038–1043.
9. **Shahidehpour M., Fu Yong.** Benders Decomposition in Restructured Power Systems // Tutorial. – <http://motor.ece.iit.edu/ms/benders.pdf>.
10. **Новиков Д.А., Петраков С.Н., Февченко К.А.** Децентрализация механизмов планирования в активных системах // Автоматика и телемеханика, 2000, № 6, с. 143–155.
11. **Краснощеков П.С., Морозов В.В., Попов Н.М., Федоров В.В.** Иерархические схемы проектирования и декомпозиционные численные методы // Изв. РАН. Теория и системы управления, 2001, № 5, с. 80–89.
12. **Карибский А.В., Шишорин Ю.Р., Юрченко С.С.** Финансово-экономический анализ и оценка эффективности инвестиционных проектов и программ // Автоматика и телемеханика, 2003, № 6, с. 40–59; № 8, с. 3–25.
13. **Boucher T.O., Gogus O.** Reliability, Validity, and Imprecision in Fuzzy Multicriteria Decision Making // IEEE Trans. Syst., Man, and Cybern., Part C, 2002, Vol. 32, No. 3, p. 190–202.
14. **Chuang A.S., Wu F.F., Varaiya P.** A Game-Theoretic Model for Generation Expansion Planning: Problem Formulation and Numerical Comparisons // IEEE Trans. Power Syst., 2002, Vol. 16, No. 1, p. 885–891.
15. **Kagiannas A.G., Askoinis D.Th., Psarras J.** Power Generation Planning: A Survey from Monopoly to Competition // Elec. Power and Energy Syst., 2004, Vol. 26, No. 2, p. 413–421.
16. **Botterud A., Ilic M.D., Wangensteen I.** Optimal Investments in Power Generation under Centralized and Decentralized Decision Making // IEEE Trans. Power Syst., 2005, Vol. 20, No. 1, p. 254–263.
17. **Multi-Agent Coalition Formation in Transmission Planning: Bilateral Shapley Value and Kernel Approaches** / J. Contreras, M. Klusch, T. Vielhak e.a. // 13th PSCC Proc., Trondheim, Norway, June 28 – July 2, 1999, p. 777–786.
18. **Lattore G., Cruz R.D., Arciza J.M., Villegas A.** Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning // IEEE Trans. Power Syst., 2003, Vol. 18, No. 2, p. 938 – 946.
19. **Network Planning in a Deregulated Environment** / C. Kumble, E. Jottrand, M. Penstone e.a. // Electra, 2003, No. 206, p. 59–65.

20. **Воропай Н.И.** Инвестиции и развитие электроэнергетики в рыночной среде // ТЭК, 2002, № 3, с. 37–40.
21. **Веселов Ф.В.** Инвестиции в электроэнергетике: проблемы и перспективы // Энергия: экономика, техника, экология, 2003, № 6, с. 16–23.
22. **Bushnell J., Stoft S.** Transmission and Generation Investment in a Competitive Electric Power Industry // University of California, Energy Institute, 1996. <http://www.ucei.Berkeley.edu/ucei>.
23. **De Vries L.J., Hakvoort R.A.** Market Failure in Generation Investment? The Dutch Perspective // Power Syst. Management and Contr., Conf. Proc., London, UK, April 17–19, 2002, p. 7–12.
24. **Hunt S., Shuttleworth G.** Competition and Choice in Electricity. Chichester, UK: A. March&McLennan Co., 1995, 268 p.
25. **Электрификация** и план государственного хозяйства // План электрификации РСФСР. Введение к докладу VIII съезду Советов Государственной комиссии по электрификации России. М.: НТО ВСНХ, 1920, с. 7–24.
26. **Макаров А.А., Вигдорчик А.Г.** Топливо-энергетический комплекс. Методы исследования оптимальных направлений развития. М.: Наука, 1979, 279 с.
27. **Belyaev L.S., Rudenko Yu.N.** Development of System Studies in the Energy Sector of the USSR // Sov. Tech. Rev. A. Energy. Vol. 5. London: Harwood Academic Publishers GmbH, 1991, p. 1–43.
28. **Кржижановский Г.М., Вейц В.И., Русаковский В.А.** Топливо-энергетический баланс // Вестник статистики, 1932, № 7, с. 1–8.
29. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1983, 456 с.
30. **Теоретические основы системных исследований в энергетике** / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев и др. Новосибирск: Наука, 1986, 334 с.
31. **Системный** подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др. Новосибирск: Наука, 1980, 238 с.
32. **Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д.** Экономика формирования энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1981, 256 с.
33. **Воропай Н.И., Труфанов В.В.** Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях // Электричество, 2000, № 10, с. 6–12.
34. **Воропай Н.И., Труфанов В.В., Селифанов В.В., Шевелева Г.И.** К анализу эффективности Единой электроэнергетической системы России // Электричество, 2000, № 5, с. 2–9.
35. **Stephens C.M.** Energy Resource Planning for the Bonneville Power Administration // The Opportunities of Ecologically Clean Energy and Energy Efficiency, Int. Conf. Proc., Minsk, Belarus, May 25–27, 1993, p. 71–78.
36. **Neelakanta P.S., Arsali M.H.** Integrated Resource Planning Using Segmentation Method Based on Dynamic Programming // IEEE Trans. Power Systems, 1999, Vol. 14, No. 1, p. 375–385.
37. **Khatib H.** Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry. London: IEE Press, 2003, 216 p.
38. **Munasinghe M.** Energy Analysis and Policy. London: Butterworth, 1990, 412 p.
39. **Choi J., Tran T., Mount T.D., Thomas R.** Composite Power System Expansion Planning Considering Outage Cost // 2007 IEEE PES General Meeting, Tampa, Florida, USA, June 24–28, 2007, p. 301–305.
40. **Jirutitijaroen P., Singh Ch.** Stochastic Programming Approach for Unit Availability Consideration in Multi-Area Generation Expansion Planning // 2007 IEEE PES General Meeting, Tampa, Florida, USA, June 24–28, 2007, p. 301–305.
41. **Dicorato M., Forte G., Trovato M.** Assessing Distributed Generation in an Environmental – Constrained Energy Planning // 2007 IEEE PES General Meeting, Tampa, Florida, USA, June 24–28, 2007, p. 282–289.

42. **Attaviriyap P., Yokoyama A.** Transmission Expansion in the Deregulated Power System Considering Social Welfare and Reliability Criteria // 2005 IEEE PES Transmission and Distribution Conf. & Exh.: Asia and Pacific, Dalian, China, Aug. 14–18, 2005, 6 p.
43. **Contreras J., Bosquez V., Gross G.** A Framework for the Analysis of Transmission Planning in the Market Environment // 15th PSCC, Liege, Belgium, August 22–26, 2005, 8 p.
44. **Wang Lingfeng, Singh Ch.** PSO-based Hybrid Generating System Design Incorporating Reliability Evaluation and Generation / Load Forecasting // 2007 IEEE Lausanne Power Tech., Lausanne, Switzerland, July 1–5, 2007, p. 122–127.
45. **Power** Generation Planning and Risk Management in a Liberalized Market / Th. Bjorkvoll, S.-E. Fleten, M.P. Novak e.a. // 2001 IEEE Porto Power Tech., Porto, Portugal, September 10–13, 2001, p. 444–449.
46. **Hwang C.-L., Masud A.S.** Multiple Objective Decision Making – Methods and Applications – A State of the Art Survey. Berlin: Springer-Verlag, 1979, 336 p.
47. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю.** Многокритериальный анализ решений при планировании развития электроэнергетических систем // Электричество, 2000, № 11, с. 2–9.
48. **Afgan N.H., Corvalho M.G.** Multi-Criteria Assessment of New and Renewable Energy Power Plants // Energy, 2002, Vol. 27, No.4, p. 739-755.
49. **Multi-Agent** Simulation of Generation Expansion in Electricity Market / A. Botterud, M.R. Mahalik, T.D. Veselka e.a. // 2007 IEEE PES General Meeting, Tampa, Florida, USA, June 24–28, 2007, p. 283–290.
50. **Kaymaz P., Valenzuela J., Park Ch.S.** Transmission Congestion and Competition on Power Generation Expansion // IEEE Trans. Power Syst., 2007, Vol. 22, No. 1, p. 156–163.
51. **Xing Weiguo, Wu F.F.** A Game-Theoretic Model of Private Power Production // 2000 IEEE PES Summer Meeting, Seattle, USA, July 2–6, 2000, 6 p.
52. **Dyner I., Larsen E.R.** From Planning to Strategy in the Electricity Industry // Energy Policy, 2001, Vol. 29, No. 13, p. 1145–1154.
53. **Kazemi Sheik-El-Eslami M., Moghaddam M.P., Jadid Sh.** Expansion Planning in Private Generation Companies: A Practical Method // 2006 IEEE PES General Meeting, Montreal, Canada, June 18–22, 2006, p. 222–228.
54. **Bovo C., Delfanti M., Merlo M., Pasquadibisceglie M.S.** Coordination of Transmission Network and New Power Plants // 2007 IEEE Lausanne Power Tech, Lausanne, Switzerland, July 1–5, 2007, 6 p.
55. **Limbu T.R., Saha T.K., McDonald J.D.F.** Cost / Benefit Analysis of Generation Investments Considering System Constraints // 2007 IEEE PES General Meeting, Tampa, Florida, USA, June 24–28, 2007, p. 268–275.
56. **Hu Zhaoguang.** Study on Methodology of Generation Expansion Planning for Power Restructuring // Power Con'2002, Kunming, China, October 13–17, 2002, p. 388–392.
57. **Подковальников С.В.** Нечеткая платежная матрица для обоснования решений в энергетике в условиях неопределенности // Изв. РАН. Энергетика, 2001, № 4, с. 170–179.
58. **Sasaki H., Kubokawa J., Yorino N., Sugiyama K.** Multi-Area Generation Expansion Planning by Means of Multi-Objective Fuzzy Linear Programming // 13th PSCC, Trondheim, Norway, June 28 – July 2, 1999, p. 762–769.
59. **Linares P.** Multiple Criteria Decision Making and Risk Analysis as Risk Management Tools for Power Systems Planning // IEEE Trans. Power Syst., 2002, Vol. 17, No. 3, p. 895–900.
60. **Majindar S., Chattopadhyay D.A.** Model for Integrated Analysis of Generation Capacity Expansion and Financial Planning // IEEE Trans. Power Syst., 1999, Vol. 14, No. 2, p. 466–471.
61. **Rau N.S., Zeng Fei.** Adequacy and Responsibility of Locational Generation and Transmission – Optimization Procedures // IEEE Trans. Power Syst., 2004, Vol. 19, No. 4, p. 2093–2101.
62. **Chen Sung-Ling, Zhan Tung-Sheng, Tsay Ming-Tong.** Generation Expansion Planning of the Utility with Refined Immune Algorithm // Electric Power System Research, 2006, Vol. 76, No. 4, p. 251–258.

63. **Powerfull Planning Tools** / I.J. Ramirez-Rosado, L.A. Fernandez-Jimenez, C. Monteiro, V. Miranda e.a. // IEEE Power and Energy Magazine, 2005, Vol. 3, No. 2, p. 56–63.
64. **Wu Zhiyong, Ilic M.** Capacity Expansion and Investment as a Function of Electricity Market Structure: Part I – Generation // 2005 IEEE St. Petersburg Power Tech, St. Petersburg, Russia, June 27–30, 2005, 8 p.
65. **Беляев Л.С., Подковальников С.В.** Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей. Новосибирск: Наука, 2004, 250 с.
66. **Wu F.F., Wen Fushuan, Dun Gang.** Generation Planning and Investment under Deregulated Environment: Comparison of USA and China // 2004 IEEE PES General Meeting, Denver, USA, June 6–10, 2004, 8 p.
67. **Shin Young-Gyun, Ron Jac-Hyung, Kim B.H.** A Study of Generation Expansion Planning in a Competitive Electricity Market // Int. Conf. on Electrical Engineering, Jeju, Korea, July 7–11, 2002, p. 24–27.
68. **Pereira A.J.C., Saraiva J.T.** Generation Expansion Planning in Competitive Electricity Market // 2007 IEEE Lausanne Power Tech., Lausanne, Switzerland, July 1–5, 2007, p. 226–232.
69. **Park D.-W., Rhee Ch.-H., Lee K.D.** New Planning Procedures and Countermeasures against Problems after Restructuring in Korea // Power Con'2002, Kunming, China, October 13–17, 2002, p. 280–286.
70. **Voropai N. I., Ivanova E.Yu.** Hierarchical Game Theoretical Problem of Electric Power System Expansion Planning // 2003 IEEE Bologna Power Tech Conf. Proc., Bologna, Italy, June 23–26, 2003, p.301–305.
71. **A Comparison** between the Initial and the Current Power Sector Models in Brazil / X.V. Filho, E.L. Prado, M.A. Vieira e.a.// CIGRE, 2006 Session. Paris, France, August 27–31, 2006, 7 p.
72. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю.** Задачи обоснования развития электроэнергетических систем в рыночных условиях и пути их решения // Методы исследования и моделирования технических, социальных и природных систем. Сб. науч. трудов. Новосибирск: Наука, 2003, с. 5–18.
73. **Voropai N.I., Ivanova E.Yu.** Shapley Game for Expansion Planning of Generating Companies at Many Non-Coincident Criteria // IEEE Trans. Power Systems, 2006, Vol. 21, No. 4, p. 1630–1637.
74. **Воропай Н.И., Труфанов В.В., Шевелева Г.И.** Принципы инвестиционной политики в электроэнергетике России // Энергорынок, 2004, № 10(11), с. 10–15.
75. **Воропай Н.И., Труфанов В.В., Шевелева Г.И.** Обеспечение инвестирования и развития электроэнергетики России при переходе к конкурентному рынку // Энергетическая политика, 2004, вып.2, с. 6–11.
76. **Luan Fengkui, Sun Xin, Liu Wanfu, Mao Liping, Zeng Ming.** Study of Harmonizing Plan among Generation, Grid and Users after the Separation of Generation and Grid // 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. & Exh.: Asia and Pacific, Dalian, China, Aug. 14–18, 2005, 6 p.
77. **Patnik M., Ilic M.** Capacity Expansion and Investment as a Function of Electricity Market Structure: Part II – Transmission // 2005 IEEE St. Petersburg Power Tech, St. Petersburg, Russia, June 27–30, 2005, 7 p.
78. **Serrano R., Zolezzi J., Rudnick H., Araned J.C.** Transmission Expansion in the Chilean System via Cooperative Game Theory // 2005 IEEE St. Petersburg Power Tech, St. Petersburg, Russia, June 27–30, 2005, 6 p.
79. **Shrestha G.B., Fonseka P.A.J.** Analysis of Market Driven Transmission Expansion and Investment Options // 2004 IEEE PES General Meeting, Denver, USA, June 6–10, 2004, 6 p.
80. **Shrestha G.B., Fonseka P.A.J.** Analysis and Reconciliation of Conflicting Interests in Transmission Planning // 2004 IEEE PES General Meeting, San Francisco, USA, June 13–16, 2005, 5 p.

81. **Tran Trungtin, Kang Sungrok, Choi Jaeseok, Billinton R., El-keib A.A.** A Study on Transmission System Expansion Planning on the Side of Highest Satisfaction Level of Decision Maker // IFAC Symp. on Power Plants and Power Systems Control, Seoul, Korea, Sept. 15–19, 2003, p. 966–973.
82. **Wu F.F., Zheng Fenglei, Wen Fushuan.** Transmission Planning in Restructured Electric Power Systems // 2005 IEEE St. Petersburg Power Tech, St. Petersburg, Russia, June 27–30, 2005, 4 p.
83. **Braga A.S.D., Saraiva J.T.** A Multiyear Dynamic Approach for Transmission Expansion Planning and Long-Term Marginal Costs Computations // IEEE Trans. Power Systems, 2005, Vol. 20, No. 3, p. 1631–1639.
84. **Rider M.J., De Silva I.J., Romero R., Garcia A.V., Murari C.F.** Transmission Network Expansion Planning in Full Open Market Considering Security Constraints // 2005 IEEE St. Petersburg Power Tech, St. Petersburg, Russia, June 27–30, 2005, 6 p.
85. **Gross G.** Transmission Planning and Investment in the Competitive Environment // 2005 IEEE St. Petersburg Power Tech, St. Petersburg, Russia, June 27–30, 2005, 3 p.
86. **Lu M., Dong Z.Y., Saha T.K.** A Framework for Transmission Planning in a Competitive Electricity Market // 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. & Exp.: Asia and Pacific, Dalian, China, Aug. 14–18, 2005, 6 p.
87. **Buygi M.O., Balzer G., Shanechi H.M., Shahidehpour M.** Market Based Transmission Expansion Planning // IEEE Trans. Power Syst., 2004, Vol. 19, No. 4, p. 2050–2067.
88. **Voropai N.I.** Main Principles of Electrical Network Expansion in a Market Environment of Russia // 2006 IEEE PowerCon, Chongqing, China, October 22–26, 2006, 6 p.
89. **Lee S.T.** Holistic Planning of an Electric Power System for Reliability, Economic Efficiencies, and Acceptable Environmental Impact // IEEE Power and Energy Magazine, 2007, Vol. 5, No. 5, p. 24–35.
90. **Copinathan M.** Holistic Approach to System Planning // 2005/2006 IEEE PES Trans. and Distrib. Conf. and Exp., Dallas, USA, February 18–23, 2006, 2 p.
91. **Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С.** Методология обоснования и перспективы развития электроэнергетики России. М.: Энергоатомиздат, 2010, 556 с.
92. **Grid 2030:** A national vision for electricity's second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution, United States Department of Energy, July 2003, 89 p.
93. **Amin S.M., Wollenberg B.F.** Toward a Smart Grid: power delivery for the 21st century // IEEE Power and Energy Magazine, 2005, Vol. 3, No. 5, p. 34–41.
94. **European Smart Grids technology platform: Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future.** European Commission, 2006, 38 p.
95. **Shahidehpour M.** Smart Grid: A new paradigm for power delivery // IEEE Bucharest Power Tech., Bucharest, Romania, June 28 – July 2, 2009, 7 p.
96. **Глушко С., Пикин С.** Технологическая концепция Smart Grid – облик электроэнергетики будущего // Энергорынок, 2009, №11(71), с. 68–72.
97. **Кобец Б.Б., Волкова И.О.** Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. М.: ИАЦ Энергия, 2010, 208 с.
98. **Дорофеев В.В., Макаров А.А.** Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. 2009, № 4, с. 28–34.
99. **Chuang A., McGranaghan M.** Function of a local controller to coordinate distributed resources in a Smart Grid // IEEE PES General Meeting, Pittsburg, USA, July 20–24, 2004, 6 p.
100. **McDonald J.** Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks // Energy Policy, 2008, Vol. 36, p. 4346–4351.
101. **Mamo X., Mallet S., Coste Th., Grenard S.** Distribution automation: The cornerstone for Smart Grid development strategy // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, , July 26–30, 2009, 6 p.

102. **Simard G., Chartrand D., Christophe P.** Distribution automation: Applications to move from today's distribution system to tomorrow's Smartgrid // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, , July 26–30, 2009, 5 p.
103. **Jiang Zhenhua, Li Fangxing, Qiao Wei, Sun Hongbin e.a.** A vision of Smart Transmission Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, , July 26–30, 2009, 10 p.
104. **Venayagamoorthy G.K.** Potentials and promises of computational intelligence for Smart Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, , July 26–30, 2009, 6 p
105. **Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л.** Технологическая платформа Smart Grid (Основные средства) // Энергоэксперт, 2009, № 4, с. 42–49.
106. **Воропай Н.И.** Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы // Автоматизация и IT в энергетике, 2011, № 3(20), с. 11–16.
107. **Федеральный закон "Об электроэнергетике"**, принят Государственной Думой РФ 21 февраля 2003 года.
108. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю., Труфанов В.В., Шевелева Г.И.** Проблемы развития электроэнергетики, методы и механизмы их решения в рыночных условиях. М.: ИПП РАН, 2007, 110 с.
109. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю.** Методы обоснования развития электроэнергетических систем и компаний в рыночных условиях // Изв. РАН. Энергетика, 2006, № 3, с. 28–36.
110. **Угольницкий Г.А.** Теоретико-игровое исследование некоторых способов иерархического управления // Изв. РАН. Теория и системы управления, 2002, № 1, с. 97–101.
111. **Voropai N.I., Ivanova E.Yu.** Hierarchical Game Theoretical Problem of Electric Power System Expansion Planning // 2003 IEEE Bologna Power Tech., Bologna, Italy, June 23–26, 2003, 7 p.
112. **Ханаев В.А., Труфанов В.В., Тришечкин А.М.** Автоматизация системных исследований развития ЕЭЭС СССР // Электронное моделирование, 1986, т. 8, № 6, с. 59–64.
113. **Макаров А.А., Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Макарова А.С.** Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. М.: ИНЭИ РАН, 2007, 102 с.
114. **Voropai N.I.** Hierarchical Technology for Electric Power System Expansion Planning // 1999 Budapest Power Tech, Budapest, Hungary, August 29 – September 2, 2009, 6 p.
115. **Абраменкова Н.А., Воропай Н.И., Заславская Т.Б.** Структурный анализ электроэнергетических систем (В задачах моделирования и синтеза). Новосибирск: Наука, 1990, 224 с.
116. **Анализ неоднородностей электроэнергетических систем** / О.Н. Войтов, Н.И. Воропай, А.З. Гамм и др. Новосибирск: Наука, 1999, 256 с.
117. **Димо П.** Модели REI и параметры режима. Объединенные энергосистемы. М.: Энергоатомиздат, 1987, 392 с.
118. **Frank H., Frisch I.T.** Communication, Transmission, and Transportation Networks. London: Addison Wesley Publ. Co., 1970, 448 p.
119. **Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике** / Под ред. В.Р.Окорокова, Д.С.Щавелева. Л.: Энергоатомиздат, 1985, 176 с.
120. **Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Мызин А.Л.** Модели оптимизации развития энергосистем. М.: Высшая школа, 1987, 272 с.
121. **Арзамасцев Д.А.** Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем. Свердловск: Изд. УПИ, 1984, 82 с.
122. **Кузьмин Я.Ф., Арумс А.Э.** Нечеткое описание критериев оптимизации при анализе проектных вариантов электроэнергетических систем // Известия ВУЗов. Энергетика, 1985, № 5, с. 56–60.
123. **Кини Р., Райфа Х.** Принятие решений при многих критериях: предпочтения и замещения. М.: Радио и связь, 1981, 560 с.
124. **Брахман Т.Р.** Многокритериальность и выбор альтернатив в технике. М.: Радио и связь, 1984, 288 с.

125. **Кини Р.** Размещение энергетических объектов. М.: Энергоатомиздат, 1983, 320 с.
126. **Долгов П.П., Щавелев Д.С.** Многокритериальные задачи в гидроэнергетике и водном хозяйстве // Тр. ЛПИ. Л., 1981, вып. 375: Гидроэнергетика и водное хозяйство, с. 9–12.
127. **Многоцелевая** оптимизация структуры электроэнергетических систем при планировании их развития / Гук Ю.Б., Огороков В.Р., Папин А.А. и др. // Электрические станции, 1973, № 3, с. 9–13.
128. **Огороков В.Р.** Управление электроэнергетическими системами (техно-экономические принципы и методы). Л.: Изд. ЛГУ, 1976, 224 с.
129. **Огороков В.Р., Щавелев Д.С.** О применении метода многоцелевой оптимизации для экономического обоснования гидроэнергетических объектов // Гидротехническое строительство, 1982, № 10, с. 32–36.
130. **Кузьмин Я.Ф., Арумс А.Э.** Оценка проектных вариантов электрических сетей по условиям влияния на окружающую среду // Электричество, 1985, № 1, с. 7–10.
131. **Огороков В.Р., Артеменко С.Г.** Метод определения эффективности энергетических объектов при многоцелевой оптимизации // Известия вузов. Энергетика, 1985, № 6, с. 115–118.
132. **Долгов П.П., Щавелев Д.С.** Формирование экономических оценок и решений в многокритериальных задачах развития энергетики // Известия вузов. Энергетика, 1987, № 2, с. 3–6.
133. **Подиновский В.В., Ногин В.Д.** Парето-оптимальные решения многокритериальных задач. М.: Наука, 1982, 256 с.
134. **Хоменюк В.В.** Элементы теории многоцелевой оптимизации. М.: Наука, 1983, 128 с.
135. **Жуковин В.Е.** Модели и процедуры принятия решений. Тбилиси: Мецниереба, 1981, 118 с.
136. **Жуковин В.Е.** Многокритериальные модели принятия решений с неопределенностью. Тбилиси: Мецниереба, 1983, 104 с.
137. **Жуковин В.Е.** К проблеме группового выбора // Сообщение АН ГССР, 1980, т. 99, № 2.
138. **Дубов Ю.А., Травкин С.И., Якимец В.Н.** Многокритериальные модели формирования и выбора вариантов систем. М.: Наука, 1986, 296 с.
139. **Миркин Б.Г.** Проблема группового выбора. М.: Наука, 1974, 256 с.
140. **Кузьмин В.Б.** Построение групповых решений в пространствах четких и нечетких бинарных отношений. М.: Наука, 1982, 168 с.
141. **Ириков В.А., Ларин В.Я., Самущенко Л.М.** Алгоритмы и программы решения прикладных многокритериальных задач // Известия АН СССР. Техническая кибернетика. 1986, № 1, с. 5–16.
142. **Гаврилов В.М., Подиновский В.В.** Оптимизация по последовательно применяемым критериям. М.: Сов. Радио, 1975, 192 с.
143. **Вентцель Е.С.** Исследование операций: задачи, принципы, методология. М.: Наука, 1980, 208 с.
144. **Ларичев О.И., Поляков О.А.** Человеко-машинные процедуры решения многокритериальных задач математического программирования (Обзор) // Экономика и мат. методы. 1980, т. XVI, вып. 1, с. 129–145.
145. **Ларичев О.И.** Наука и искусство принятия решений. М.: Наука, 1979, 200 с.
146. **Поспелов Г.С., Ириков В.А.** Программно-целевое планирование и управление. М.: Сов.радио, 1976, 440 с.
147. **Шапот Д.В.** Аппроксимация частичного квазипорядка аддитивной функцией // Многокритериальные задачи принятия решений. М.: Машиностроение, 1978, с. 106–126.

148. **Васильев С.Н., Селедкин А.П.** Синтез функций эффективности в многокритериальных задачах принятия решений // Известия АН СССР. Техническая кибернетика, 1980, № 3, с. 186–190.
149. **Ириков В.А., Ларин В.Я.** Диалоговые процедуры решения задач выбора в иерархических системах // Иерархия в больших системах энергетики: Тр. симпозиума. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1978, с. 201–211.
150. **Волкович В.Л., Михалевич В.С.** Вычислительные методы исследования и проектирования сложных систем. М.: Наука, 1982, 288 с.
151. **Geoffrion A.M., Dyer I.S., Feinberg A.** An interactive approach for multicriterion optimization with an application to the operation of an academic department // Management Science, 1972, Part 1, v. 19, № 4, p. 357–368.
152. **Полищук Л.И.** Метод обобщенного градиента в диалоговых процедурах векторной оптимизации // Автоматика и телемеханика, 1981, № 5, с. 109–118.
153. **Гафт М.Г., Подиновский В.В.** О построении решающих правил в задачах принятия решений // Автоматика и телемеханика, 1981, № 6, с. 128–138.
154. **Озерной В.М.** Принятие решений (обзор) // Автоматика и телемеханика. 1971, № 11, с. 106–121.
155. **Краснощеков П.С., Морозов В.В., Федоров В.В.** Последовательное агрегирование в задачах внутреннего проектирования технических систем // Известия АН СССР. Техническая кибернетика, 1979, № 5, с. 5–12.
156. **Herzberger H.G.** Original preference and rational choice // Econometrica, 1973, v. 41, № 2, p. 187–238.
157. **Теория** выбора и принятия решений / И.М.Макаров, Т.М.Виноградская, А.А. Рубчинский и др. М.: Наука, 1982, 328 с.
158. **Айзерман М.А., Малишевский А.В.** Некоторые аспекты общей теории выбора лучших вариантов: Препринт / Ин-т проблем управления. М., 1980.
159. **Conflicting objectives in decisions** / Ed. by D.Bell, R.Keeney, H.Raifa. Chichester; New York: Drisbane: Toronto: Interscience publication, 1978, 442 p.
160. **Беляев Л.С.** Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности. Новосибирск: Наука, 1978, 128 с.
161. **Теоретические основы системных исследований в энергетике** /А.З.Гамм, А.А.Макаров, Б.Г.Санеев и др. Новосибирск: Наука, 1987, 334 с.
162. **Макаров А.А., Попырин Л.С., Смирнов В.А.** Оптимизация источников энергии в условиях неопределенности исходной информации // Известия РАН. Энергетика, 1997, № 4, с.92–98.
163. **Energy Policy Issues and Related Aspects in the Planning of Power Systems** / A. Lundberg, P. Erber, D. Fouquet, et. al. // Electra, 1989, № 123, p.43–62.
164. **Wayne G.H.** Possibility Theory and Fuzzy Sets: Theory of Applications to Energy and Environmental Policy Analysis // The Journal of Energy and Development, 1991, V.17, № 1, p.47–64.
165. **Methods for Planning Under Uncertainty. Towards Flexibility in Power System Development** / E. Van Geert, I. Glende, N. Halberg, et.al. // Electra, 1995, № 161, p.143–163.
166. **Zadeh L.A.** Fuzzy sets // Information and control, 1965, V.8, № 3, p. 338–353.
167. **Кузьмин Я.Ф., Арумс А.Э.** Нечеткое описание критериев оптимизации при анализе проектных вариантов электроэнергетических систем //Изв. вузов. Энергетика, 1985, № 5, с. 56–60.
168. **Арумс А.Э.** Применение нечетких свидетельств при проектировании электрических сетей: Автореф. дисс. канд.техн.наук . Свердловск, 1985, 16 с.
169. **Шевчук Л.М., Лукьянов А.С., Кудрявцев А.А.** Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний // Известия РАН. Энергетика, 2000, № 2, с. 52–64.

170. **Фон Нейман Дж., Morgenstern О.** Теория игр и экономическое поведение. М.: Наука, 1970. 294 с.
171. **Фишберн П.** Теория полезности при принятии решений. М.: Наука, 1978, 224 с.
172. **Ivanova E.Yu.** A Method of Multi-Criteria Analysis of Decisions for Choosing the Power System Expansion Option // 13th PSCC Proc., Vol. 1, Trondheim, Norway, June 29 – July 3, 1999, p. 770–776.
173. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю., Труфанов В.В.** Метод многокритериального анализа решений для задач анализа вариантов развития ЭЭС // Изв. РАН. Энергетика, 1998, № 6, с. 32–38.
174. **Саати Т.Л., Кернс К.Р.** Аналитическое планирование. Организация систем. М.: Радио и связь, 1981, 186 с.
175. **On expansion** planning if regional electric power systems taking in to account plurality of interests and power export / V.A. Avdeev, N.I. Voropay, V.V. Trufanov, V.V. Selifanov // The 5th Int. Conf. "Asian Energy Cooperation: Mechanisms, Risks, Barriers". Yakutsk, Russia, 27–29.06.2006. Irkutsk: ESI, 2007, p. 39–46.
176. **Owen G.** Game Theory. Philadelphia – London – Toronto: W.B. Saunders Comp., 1968, 322 p.
177. **Мулен Э.** Кооперативное принятие решений. Системы и модели. М.: Мир, 1991, 164 с.
178. **Wu F.F., Contreras J.** Coalition Formation in Transmission Expansion Planning // IEEE Trans. Power Syst., 1999, V. 14, No. 3, p. 1144–1151.
179. **Методические рекомендации** по технико-экономическому обоснованию проектных решений в энергетике при неоднозначности исходной информации / Беляев Л.С., Бабурин Б.Л., Буйнов Н.Е. и др. М., Иркутск: СЭИ, 1987, 74 с.
180. **Эффективность** межгосударственных электрических связей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова. Новосибирск: Наука, 2008, 239 с.
181. **Льюис Р.Д., Райфа Ч.** Игры и решения. М.: Изд-во иностр. лит., 1951, 642 с.
182. **Труфанов В.В., Ханаев В.А.** Выбор рациональной структуры генерирующих мощностей ЕЭС по типам оборудования с формализованным учетом неоднозначности исходной информации // Электронное моделирование, 1985, т. 7, № 4, с. 72–77.
183. **Дж. Данциг.** Линейное программирование: его применения и обобщения. М.: Прогресс, 1966, 600 с.
184. **Dantzig G. B., Madansky A.** On the solution of two-stage linear programs under uncertainty. - Proceeding of the fourth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability, v. 1, Berkeley, Univ. of California Press, 1961, p. 165–176.
185. **Фишхоф Б., Гойтейн В., Шапиро З.** Субъективная ожидаемая полезность: модель принятия решений // Тр. ВНИИСИ, 1984, Вып. 9, с. 53–68.
186. **Модели** принятия решений на основе лингвистической переменной / А.Н. Борисов, А.В. Алексеев, О.А. Крумберг и др. Рига: Зинатне, 1982, 256 с.
187. **Нечеткие множества** в моделях управления и искусственного интеллекта / Под ред. Пospelова Д.А. М.: Наука, 1986, 312 с.
188. **Дюбуа Д., Прад А.** Теория возможностей. Приложения к представлению знаний в информатике. М.: Радио и связь, 1990, 288 с.
189. **Норвич А.М., Турксен И.Б.** Фундаментальное измерение нечеткости // Нечеткие множества и теория возможностей. Последние достижения. М.: Радио и связь, 1986, с. 51–64.
190. **Dubois D., Prade H.** Fuzzy sets and systems: Theory and applications. N.Y.: Acad.Press, 1980, 394 p.
191. **Подковальников С.В.** Выбор вариантов решений, характеризующихся несколькими нечетко определенными критериями: Препринт /Сибирский энергетический ин-т. Иркутск, 1988, 45 с.

192. **Подковальников С.В.** Обоснование решений в энергетике в условиях неопределенности и многокритериальности // *Методы и системы принятия решений. Системы, основанные на знаниях.* Рига: Рижский политехнический институт, 1989, с. 109–114.
193. **Орловский С.А.** Проблемы принятия решений при нечеткой исходной информации. М.: Наука, 1982, 206 с.
194. **Литвак Б.Г.** Экспертная информация. Методы получения и анализа. М.: Радио и связь, 1982, 184 с.
195. **Суппес П., Зиннес Дж.** Основы теории измерений // *Психологические измерения.* М.: Мир, 1967, с. 9–110.
196. **Кузьмин В.Б., Орлов А.И.** О средних величинах, сравнение которых инвариантно относительно допустимых преобразований шкалы // *Статистические методы анализа экспертных данных.* М.: Наука, 1977, с. 220–227. (Ученые записки по статистике, т. 29).
197. **Кузьмин В.Б., Овчинников С.В.** Модели для измерения в порядковых шкалах // *Многомерный статистический анализ в социально-экономических исследованиях.* М.: Наука, 1974. (Ученые записки по статистике, т. 26).
198. **Хозяйственный риск и методы его измерения** / Т. Бачкаи, Д.Месена, Д.Мико и др. М.: Экономика, 1979, 184 с.
199. **Борисов А.Н., Попов В.А.** Восстановление функции полезности и лингвистическая оценка истинности предпочтений // *Методы принятия решений в условиях неопределенности.* Рига: Изд.РПИ, 1980, с. 30–35.
200. **Mulder P.** On the economics of technology diffusion and energy efficiency / University of Amsterdam, 2003, 251 p.
201. **Masayoshi T.** Transport energy intensity and mobility trends in the world / *Journal of Global Environment Engineering*, 2006, Vol. 11, p. 59–73.
202. **Curbing A.** Global Energy Demand Growth: The Energy Productivity Opportunity / McKinsey Global Institute, San Francisco, 2007, 280 p.
203. **Kononov Y.D., Galperova E.V., Mazurova O.V., Posekalin V.V.** The dynamics of the energy intensity of the Russian economy against the background of global trends // *International Journal of Global Energy Issues*, 2003, Vol. 20, No. 4.
204. **Мазурова О.В.** Энергопотребление российского транспорта на фоне глобальных тенденций // *Энергетическая политика*, 2010, № 3, с. 62–66.
205. **Гальперова Е.В.** Энергопотребление населением и уровень жизни // *Энергетическая политика*, 2011, № 3, с. 34–41.
206. **Мазурова О.В.** Электроемкость промышленности: мировые тенденции // *Промышленная энергетика*, 2014, № 8, с. 18–22.
207. **International Energy Outlook 2013.** DOE/ IEA, Washington, 2013. [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)
208. **Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040.** – US Energy Information Administration, Washington, April 2013. [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2013).pdf)
209. **World Energy Outlook 2013** / International Energy Agency OECD/IEA, Paris, 2013.
210. **Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency** / International Energy Agency OECD/IEA, Paris, 2008, 92 p.
211. **Electricity Information** / International Energy Agency OECD/IEA, Paris, 2013.
212. **Топливо-энергетический комплекс Финляндии: состояние и перспективы сотрудничества с Россией.** [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://rosenergo.gov.ru/upload/0007.pdf>
213. **The National Energy Modeling System** / Industrial Demand Module Washington: Energy Information Administration. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/industrial.pdf>
214. **Антонов А., Лукина Е.** Методические подходы к прогнозированию электропотребления // *Энергорынок*, 2013, № 9, с. 32–39.

215. **The Transport 2050 Roadmap to a Single European Transport Area.** [Электронный ресурс] Режим доступа: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-11-372_en.pdf
216. **Башмаков И.А., Мышак А.Д.** Российская система учета повышения энергоэффективности и экономии энергии. М.: ЦЭНЭФ, 2012, 81 с.
217. **Российский** статистический ежегодник / Стат. сборник. М.: Росстат, 2012.
218. **EDMS Hand Book of Energy&Economic Statistics in Japan.** The Energy Conservation Center, Japan, Febr. 2006, 328 p.
219. **США** прощаются с лампочкой Эдисона. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://forum.autotravel.ru/viewtopic.php?t=4747&sid=a748db4217f8b5e927e2a0e139b5cd73>
220. **Target 2020: Policies and Measures to reduce Greenhouse gas emissions in the EU.** A report on behalf of WWF European Policy Office, Wuppertal Institute, September 2005.
221. **Гальперова Е.В., Мазурова О.В.** Исследование зависимости роста неопределенности прогнозов производства и потребления энергоресурсов от рассматриваемой перспективы // Энергетическая политика, 2013, № 3, с. 33–38.
222. **Кононов Ю.Д., Ступин П.В.** Об учете качества исходной информации при разработке методов долгосрочного прогнозирования развития энергетики // VII Мелентьевские теоретические чтения. М.: ИНЭИ РАН, 2013, с. 188–195.
223. **Chateau V.** The MEDEE Approach: Analysis and Long-term Forecasting of Final Energy Demand of Country / V. Chateau, B. Lapillonne // Energy Modelling Studies and Conservation: Proceedings of a Seminar of the United Nations Economics Commission for Europe, Washington D.C., 24–28 March 1980, Elsevier, 1982, p. 57–67.
224. **Mantzos L.** The PRIMES. Version 2. Energy System Model: Design and features [Электронный ресурс] / L. Mantzos, P. Capros. – Режим доступа: <http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/PRIMES1d.pdf>.
225. **The National Energy Modeling Systems: An Overview.** Energy Information Administration. – Washington, DC, 1998.
226. **Кононов Ю.Д., Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю.** Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики. Новосибирск: Наука, 2009, 178 с.
227. **Прогноз** развития энергетики мира и России до 2040 года / ред. А.А. Макаров. М.: ИНЭИ РАН, АЦПР, 2013, 110 с.
228. **Коган Ю.М.** Современные проблемы прогнозирования потребности в электроэнергии / Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 59-е заседание от 29 марта 2005 г. М.: Изд-во ИНП, 2006, 34 с.
229. **Медведева Е.А.** Технологические уклады и энергопотребление. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1994, 250 с.
230. **Филиппов С.П.** Прогнозирование энергопотребления с использованием комплекса адаптивных имитационных моделей // Известия РАН. Энергетика, 2010, № 4, с. 41–55.
231. **Гальперова Е.В., Кононов Ю.Д., Мазурова О.В.** Прогнозирование спроса на энергоносители в регионе с учетом их стоимости // Регион, 2008, № 3, с. 207–219.
232. **Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю.** Один подход к оценке влияния неопределенности исходных данных при долгосрочном прогнозировании энергоснабжения региона // Региональная экономика: теория и практика, 2015, № 1, с. 36–43.
233. **Башмаков И.** Опыт оценки параметров ценовой эластичности спроса на энергию. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.cenef.ru/art_11212_119_node2.html
234. **Kim B.C., Labys W.C.** Application of translogmodel of energy substitution to developing countries // Energy Economics, October 1988, p. 313–320.
235. **Yi, F.** Dynamic energy-demand models: a comparison. //Energy Economics, 2000, No. 22, p. 285–297.
236. **Mahmud S.** The energy demand in the manufacturing sector in Pakistan: Some further results. // Energy Economics, 2000, No. 22, p. 641–648.
237. **Longva S., Olsen O., Strom S.** Total elasticities of energy demand analyses within a general equilibrium model. Energy Economics, October 1988, p. 298–308.

238. **Wade S.** Price Responsiveness in the AEO 2003 NEMS Residential and Commercial Buildings Sector Models [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.eia.gov/oiaf/analysis/paper/elasticity/>.
239. **Ellis J.** The Effects of fossil fuel subsidy reforms: a review of modeling and empirical studies [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/effects_ffs.pdf
240. **Welsch H.** The reliability of aggregate energy demand functions // *Energy Economics*, October 1989, p. 285–292.
241. **Lijesen M.G.** The real-time price elasticity of electricity // *Energy Economics*, 2007, No. 29, p. 249–258.
242. **Bjorner T. B., Togeby M., Jensen H.H.** Industrial companies' demand for electricity: evidence from a micropanel // *Energy Economics*, 2001, No. 23, p. 595–617.
243. **Beenstock M.**, Goldin E., and Nabot D. The demand for electricity in Israel // *Energy Economics*, 1999, No. 21, p. 168–183.
244. **Kahn E., Sathaye J., Robins D.** An engineering-economic approach to estimate the price elasticity of residential electricity demand. // *Energy Economics*, April 1986, p. 118–126.
245. **Okajima S., Okajima H.** Estimation of Japanese price elasticities of residential electricity demand? 1990–2007 // *Energy Economics*, 2013, No. 40, p. 433–440.
246. **Узяков М.И.** Влияние цен на энергетические ресурсы и на динамику экономики России // *Регионы и федерация. Вопросы регулирования ТЭК*, 2004, № 1, с. 14–21.
247. **Буянов М.И., Кузовкин А.И.** О прогнозировании спроса на электроэнергию с использованием математических моделей // *Тарифы и тарифное регулирование*, 2006, № 4, с. 74–83.
248. **Башмаков И.** Оценка параметров ценовой эластичности спроса на электроэнергию по отдельным группам потребителей и по субъектам РФ. М.: ЦЕНЭФ, 2007, т. 1, 82 с.
249. **Мишура А.В.** Оценка эластичности спроса на электроэнергию основных групп производственных потребителей в России // *Регион: экономика и социология*, 2009, № 2, с. 110–124.
250. **Мишура А.В.** Оценка эластичности спроса на электроэнергию со стороны населения России // *Вестник НГУ. Серия: Социально-экономические науки*, 2011, т. 11, вып. 2, с. 92–101.
251. **Гальперова Е.В., Кононов Ю.Д., Мазурова О.В.** Оценка влияния стоимости газа на его потребление в регионах Дальнего Востока // *Пространственная экономика*, 2008, № 2, с. 161–168.
252. **Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю.** Долгосрочное прогнозирование динамики цен на российских энергетических рынках // *Проблемы прогнозирования*, 2005, № 6, с. 53–59.
253. **Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю., Тыртышный В.Н.** Комплекс моделей для долгосрочного прогнозирования конъюнктуры региональных энергетических рынков // XIX Байкальская Всероссийская конференция «Информационные и математические технологии в науке и управлении» Иркутск. Россия, 28 июня – 7 июля 2014 г., ч. I, с.14–21.
254. **Гальперова Е.В.** Методический подход к оценке энергопотребления в условиях неопределенности // *Регион: экономика и социология*, 2013, № 3, с. 212–218.
255. **International Energy Outlook 2011(2012, 2013, 2014).** Energy Information Administration, U.S. Department of Energy (<http://www.eia.dov.gov>)
256. **Annual Energy Outlook 2014 –** Energy Information Administration, U.S. Department of Energy. (<http://www.eia.dov.gov>)
257. **World Energy Outlook 2014.** International Energy Agency. IEA/OECD. Paris, France.
258. **World Energy Outlook 2013.** OPEC. (<http://www.opec.org/WOO2012>)
259. **Asian / World Energy Outlook 2013.** JEE, Japan, October 2013, 140 p.
260. **Прогноз** долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. М.: МЭР РФ, март 2013.

261. **Сценарные** условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. М.: МЭР РФ, апрель 2012.
262. **Макаров А.А., Митрова Т.А., Григорьев Л.М.** и др. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. М.: ИНЭИ РАН (<http://ac.gov.ru/files/prognoz.2040.pdf>)
263. **Henderson J.** The Potential Impact of North American ZNG Export. The Oxford Institute for Energy Studies, No. 668, October 2012, 78 p.
264. **Лившиц В., Федорова Е.** Нетрадиционное решение китайской встречи // Нефть России, 2012, № 8, с. 54–59.
265. **World Energy Outlook 2010.** International Energy Agency. IEA/OECD. Paris, France.
266. **Цены и рынок.** 2014. Кн. 16.
267. **Сценарные** условия развития электроэнергетики на период до 2030 года. М.: АПБЭ, 2011, 167 с.
268. **Алексеев К.Ю.** Развитие угольной отрасли России. О долгосрочной программ развития угольной промышленности России на период до 2030 года // Уголь, 2011, № 8, с. 6–10.
269. **Макаров А.А.** Перспектива ТЭК России // Академия энергетики, 2012, № 3, с. 4–10.
270. **Изыгон Н.Б.** Реализуется ли программа – 2030? // Уголь, 2013, № 1, с. 44–48.
271. **Добровольский А.И.** Итоги работы угольной промышленности за 2012 год // Уголь, 2013, № 3, с. 34–36.
272. **Кононов Ю.Д., Тыртышный В.Н.** Оценка влияния характера неопределенности будущих условий на конкурентоспособность вариантов топливоснабжения // Энергетическая политика, 2011, № 4, с. 50–56.
273. **Клер А.М., Захаров Ю.Б.** Оптимизация параметров цикла ГТУ и конструктивных параметров проточной части газовой турбины с охлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками // Теплофизика и аэромеханика, 2012, том 19, № 4, С. 449–459.
274. **Клер А.М., Потанина Ю.М., Максимов А.С.** Учет переменного характера тепловых нагрузок при оптимизации теплофикационных энергетических установок // Теплоэнергетика, 2012, № 7, с. 1–7.
275. **Теплосиловые системы:** Оптимизационные исследования / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина и др. Новосибирск: Наука, 2005, 236 с.
276. **Каблов Е.Н., Петрушин Н.В., Светлов И.Л., Демонис И.М.** Никелевые литейные жаропрочные сплавы нового поколения// “ВИАМ” Авиационные материалы и технологии, 2012, с. 24.
277. **Вьюнов С.А., Гусев Ю.И.** Конструкция и проектирование авиационных газотурбинных двигателей М.: Машиностроение, 1989, с. 228–258.
278. **Развитие ТЭЦ** // Энергетика за рубежом, 2008, № 4, с. 31–32.
279. **Имамутдинов И.** Электрические сказки Андерсена // Эксперт, 2009, № 7, с. 56–61.
280. **Пузаков В.С.** Теплоснабжение по-европейски // Новости теплоснабжения, 2008, № 8, с. 18–23.
281. **CHP/DHC Country Scorecard: Finland** // Euro Heat&Power, Vol. 5, IV/2008, p. 44–49.
282. **Lamers P.** Cooling in Summer with Heat from CHP Technologies // Euro Heat&Power, Vol. 5, III/2008, p. 22–25.
283. **Фаворский О.Н.** Об энергетике России в ближайшие 20-30 лет // Вестник Российской Академии наук, 2007, том 77, № 2, с. 121–132.
284. **Семенов В.Т.** О реконструкции котельных в ТЭЦ // Новости теплоснабжения, 2006, № 1, с. 21–24.
285. **Алексеев С.В.** Нетрадиционная энергетика и энергоресурсосбережение в России // Энергосбережение, 2008, № 1, с. 68–73.
286. **Бутузов В.А., Томаров Г.В., Шетов В.Х.** Модернизация муниципальных котельных с установкой когенерационного оборудования // Новости теплоснабжения, 2008, № 6, с. 21–23.

287. **Фаворский О.Н., Леонтьев А.И., Федоров В.А., Мильман О.О.** Эффективные технологии производства электрической и тепловой энергии с использованием органического топлива // Теплоэнергетика, 2003, № 9, с. 19–21.
288. **Попырин Л.С., Дильман М.Д., Беляева Г.М.** Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок // Теплоэнергетика, 2006, № 2, с. 34–39.
289. **Мелентьев Л.А.** Избранные труды. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий. М.: Наука, 1993, 364 с.
290. **Жарков С.В.** Как оценить эффективность энергоснабжения // Энергетик, 2008, № 8, с. 4–9.
291. **Жарков С.В.** Как оценить эффективность систем энергоснабжения // Газотурбинные технологии, 2009, № 10, с. 32–35.
292. **Беляев Л.С., Воропай Н.И., Кошечев Л.А.** и др. Долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира и России // Изв. РАН. Энергетика, 2004, № 1, с. 3–13.
293. **Меры государственного регулирования по развитию энергетического машиностроения** // Академия энергетика, 2009, № 1, с. 22–34.
294. **Чухонцев В.** Нездоровые паузы // Эксперт-Сибирь, 2008, № 49, с. 26–29.
295. **Грачев И., Некрасов С.** Малые, но свои // Мировая энергетика, 2009, № 2, с. 14–15.
296. **Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 г.** М.: АПБЭ, 2011, 326 с.
297. **Безруких П.П.** Возобновляемая энергетика – основа устойчивого развития // Международный Энергетический форум по перспективным технологиям, концепциям и проектам. М., 2007, с. 3–43.
298. **Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.** М.: Минэнерго, 2009, 296с.
299. **Система и проблемы управления развитием электроэнергетики России** / Е.Д. Волкова, А.А. Захаров, С.В.Подковальников и др.// Проблемы прогнозирования, 2012, № 4, с.53–62
300. **Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 г.** Проект. 2014, 296 с.
301. **Сценарные условия развития электроэнергетики РФ на период до 2030 г.** М.: Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике Минэнерго РФ, 2012. 159 с.
302. **Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю.** Проблемы пускового комплекса Богучанской ГЭС// Энергетик, 2012, № 11, с. 2-5.
303. **Опадчий Ф.Ю., Катаев А.М.** Управление работой Единой энергосистемы в условиях электроэнергетического рынка // Электрические станции, 2012, № 7, с. 22–29.
304. **Современное состояние и прогноз развития гидроэнергетики России и СНГ** / С.П. Перемуд, Е.И. Ваксова, Л.А. Николаева, И.И. Файн // Гидротехн. стр-во, 2010, № 9, с. 10–18.
305. **Восточный вектор энергетической стратегии России. Современное состояние, взгляд в будущее**//Под ред. Н.И. Воропая и Б.Г. Санеева РАН, СО, ИСЭМ. Новосибирск: Акад. изд. "Гео", 2011, 368 с.
306. **Южно-Якутский гидроэнергетический комплекс.– Регионы и Федерация. Вопросы регулирования ТЭК,** 2002, с. 63–75.
307. **Стратегия развития атомной энергетики России в первой половине XXI века. Основные положения.** М., 2000, 306 с.
308. **Программа деятельности Государственной корпорации по атомной энергии "Росатом" на долгосрочный период (2009 – 2015 годы).** Утверждена постановлением Правительства Российской Федерации от 20 сентября 2008 г. № 705.
309. **Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.** Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.

310. **Федеральная** целевая программа "Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007-2010 годы и на перспективу до 2015 года". Утверждена постановлением Правительства Российской Федерации № 605 от 6 октября 2006 г.

311. **Нигматулин Б., Козырев М.** Атомная энергетика России. Время упущенных возможностей // Агентство ПроАтом. 06.05.2008. <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=1334>

312. **Карпов В.В.** Атомная энергетика России. Ренессанс или реанимация? // Агентство ПроАтом. 24.06.2008. <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=1413>

313. **База** данных таможенной статистики внешней торговли. Федеральная таможенная служба, 2015. // <http://stat.customs.ru/apex/f?p=201:3:3890387313024191::NO::>

314. **Годовой** отчет ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС" за 2013 год / ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС, 2014, 254 с. // http://www.interrao.ru/upload/docs/InterRAO_AR_2013_rus_250514web.pdf.

315. **Podkovalnikov S.V., Volkova E.D., Chudinova L. Yu.** System Effects of Integration of Electric Power Complexes in CIS Countries // Studies on Russian Economic Development, 2014, Vol. 25, No. 2, p. 132–140.

316. **Волкова Е.Д., Падалко Л.П., Подковальников С.В., Чудинова Л.Ю.** Электроэнергетическая кооперация России и Беларуси России // Электрические станции, 2011, № 5, с. 2–8.

317. **Годовой** отчет за 2013 год. АО "Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности" 2014, 84 с. // <http://www.korem.kz/details/ndownload.php?fn=2527&lang=rus>.

318. **Чичкин А.** Черноморский регион: взаимодополняемость энергетических ресурсов и поставок. Интернет-сайт: Политическое обозрение, 28.01.2015. // <http://politobzor.net/show-43075-chernomorskiy-region-vzaimodopolnyaemost-energeticheskikh-resursov-i-postavok.html>.

319. **Волкова Е.Д., Подковальников С.В., Чудинова Л.Ю. и др.** Электроэнергетическая кооперация на постсоветском пространстве // Евразийская экономическая интеграция, 2011, № 3 (12), с. 26–45.

320. **Кооперация** национальных электроэнергетических систем на постсоветском пространстве: реальные и потенциальные системные эффекты // Отчет НИР, по гранту фонда технического содействия Евразийского банка развития, ИСЭМ СО РАН, рук. С.В. Подковальников, 2012, 84 с.

321. **Системный** оператор принял участие в семинаре BASREC по развитию рынка электроэнергии и укреплению сетевой инфраструктуры в регионе Балтийского моря. Пресс-релиз СО ЕЭС, 16.12.2014 // http://so-ups.ru/index.php?id=press_release_view&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=6596.

322. **Мониторинг** событий, оказывающих существенное влияние на функционирование и развитие мировых энергосистем. СО ЕЭС, март – апрель 2014, 5 с. // http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/c1_rus/2014.04.24_monitoring_SO.pdf.

323. **Preussen Elektra:** Technical study of the conditions for joint operation of the extended UCPT system and power systems of the Oriental Europe and Central Asia. TACIS and PHARE – IREL. Final Report, 1997.

324. **Feasibility Study:** Synchronous Interconnection of the IPS/UPS with the UCTE: Summary of Investigations and Conclusions. UCTE, Brussels, Belgium, 2008, 16 p. // http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/news/081208_UCTE-IPSUPS_SoIaC_published.pdf.

325. **Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю.** Целесообразные направления развития внешних электрических связей и торговли электроэнергией России с сопредельными странами // Тр. междунар. конф. (8-11 сентября, 2012, Иркутск, Россия). Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2012, 9 с. // <http://sei.irk.ru/AEC-2012/papers/S4-1%20ru.pdf>.

326. **Анализ** направлений и технико-экономической эффективности развития синхронной зоны ОЭС\ЕЭС и ее связей с другими регионами // Отчет НИР, ИСЭМ СО РАН, НИ-ИПТ, НТЦ электроэнергетики, рук. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011, 319 с.

327. **Таджикистан** начал экспорт электроэнергии в Афганистан, Интернет-сайт: Первая независимая газета России «Chaspik Newspaper», 28.10.2011.
<http://www.chaspik.spb.ru/world/tadzhikistan-nachal-eksport-elektroenergii-v-afganistan/>.
328. **Годовой** отчет за 2012 год. Благовещенск: ОАО «Восточная энергетическая компания», 2013, 108 с. // http://www.eastern-ec.ru/photo/files/Godovoy_otchet2012.pdf
329. **Энергетическая** экспортная программа о-ва Сахалин // Международная финансовая группа Rhinocerus, М., 1993, 9 с.
330. **ОАО «Интер РАО»** приступило к поставкам электроэнергии в энергосистему Грузии с целью последующей её реализации в Турции. Новости компании. 04.12.2014.
http://www.interrao.ru/press-center/news/?ELEMENT_ID=4281&sphrase_id=67784#print.
331. **Исследование** формирования электроэнергетического объединения и обмена электроемкими продукцией и услугами в Северо-Восточной Азии // Отчет НИР, ИСЭМ СО РАН, Сколковский институт науки и технологий, Группа компаний ЭН+, рук. Н.И. Воропай, 2014, 265 с.
332. **Схема** и программа развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы. Утв. Приказом по Минэнерго №4 95 от 01.08.2014.
333. **Kler A.M., Saneev B.G., Sokolov A.D. e.a.** Long-distance transport of energy carriers from the eastern regions of Russia to Northeast Asia countries // Perspectives in Energy, 2002, Vol. 6, p. 53–60.
334. **Международный** железнодорожный транзитный тариф (*Тарифное руководство НР 31*) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.03.2013 г.) www.railssystem.info
335. **Таблица** действующих в 2012 году индексов и коэффициентов к ставкам “Тарифной политики российских железных дорог на 2012 фрахтовый год” // РЖД – ПАРТНЕР, 2012, №4 (8), с. 33–48.
336. **Тарифная** политика российских железных дорог на перевозки грузов в международном сообщении на 2010 фрахтовый год. М.: МПС РФ, 2010, 187 с.
337. **Справочник** по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича, М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006, 349 с.
338. **Разработка** программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г.. Отчет ЭНИН 2010–2011 гг., 2 тома: 516, 221 с.
339. **Виленский П.Л., Лившиц В.И., Смоляк С.А.** Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика: Учебно-практ. пособие. М.: Дело, 2001, 832 с.
340. **Kler A.M., Tyurina E.A., Mednikov A.S., Stepanov V.V.** The combined technology for production of synthetic fuels and electricity with reduced CO2 emissions // International Journal of Low-Carbon Technologies 2010, 5, p. 264–272.
341. **Клер А.М., Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Тюрина Э.А.** Оценка эффективности различных технологий дальнего транспорта энергии // Изв. РАН. Энергетика, 2000, № 2, с. 36–43.
342. **Клер А.М., Санеев Б.Г., Тюрина Э.А. и др.** Перспективы развития новых технологий производств и транспорта энергии // Системные исследования проблем энергетики ; Под ред. Н.И. Воропая. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 2000, с. 135–144.
343. **Лагерев А.В., Санеев Б.Г., Ханаева В.Н.** Динамическая модель топливно-энергетического комплекса России: описание и методология применения / // Системные исследования проблем энергетики. Новосибирск: Наука, 2000, с. 387–392.
344. **Методы** и модели разработки региональных энергетических программ/ Б.Г. Санеев, А.Д.Соколов, Г.В.Агафонов, А.В. Лагерев и др. Новосибирск, Наука, 2003, 140 с.
345. **Лагерев А.В.** Динамическая территориально-производственная модель для формирования сценариев взаимосогласованного развития энергетики России по Федеральным округам // Изв. РАН Энергетика, 2004, № 4, с. 26–32.

346. **Энергетическая** стратегия России на период до 2035 года (проект). М., 2013, 267 с. [Электронный ресурс] // <http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/>
347. **Генеральная** схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г. М., май, 2010, 222 с. [Электронный ресурс] // <http://www.proatom.ru/files/genshema.doc>
348. **Методы** и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики/ Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов, А.В. Лагерев и др. Новосибирск: Наука, 2009, 178 с.
349. **Прогноз** долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. М., март 2013, 354 с. [Электронный ресурс] // http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/economylib4/mer/activity/sections/macro/prognoz/doc20131108_5
350. **Российская** электроэнергетика XXI века в контексте мировых инновационных трендов/ В.В. Бушуев, Н.К. Куричев, А.А. Троицкий. М.: ЗАО «ГУ ИЭС», 2011, 60 с.
351. **Семченков Ю.М., Сидоренко В.А.** Перспективы развития АЭС с ВВЭР // Теплоэнергетика, 2011, № 5, с. 2–9.
352. **Перспективы** развития атомных электростанций до середины XXI века / Волкова Е.А., Макаров А.А., Макарова А.С., А.А. Хоршев, Е.И. Шаров. М.: ИНЭИ РАН, 2010, 212 с.
353. **Ольховский Г.Г.** Тепловая генерация в начале XXI века // Электрические станции, 2011, № 6, с. 3–12.
354. **Системные** исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2010, 686 с.
355. **Шарыгин В.С.** Линейная математическая модель по выбору структуры энергосистемы с улучшенным учетом режима // Экономика и мат. методы, 1973, т. 9, вып. 1, с. 122–130.
356. **Программно-информационный** комплекс для оптимизации структуры ЕЭЭС/ Г.М. Арбатский, Л.С. Беляев, В.Р. Такайшвили и др. // Вопросы построения АИСУ развитием ЭЭС. Вып. 2. Структура и принципы построения I очереди АИСУ. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1975, с. 67–95.
357. **Ханаев В.А.** Пути повышения маневренности Единой электроэнергетической системы СССР. Новосибирск: Наука, 1991, 136 с.
358. **Энергетическая безопасность** России / В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов и др. Новосибирск: Наука, 1998, 302 с.
359. **К анализу** эффективности Единой электроэнергетической системы России/ Н.И. Воропай, В.В. Труфанов, В.В. Селифанов, Г.И. Шевелева // Электричество, 2000, № 5, с. 2–9.
360. **Ханаев В.В.** О комплексной оптимизации развития электроэнергетической системы и потребителей энергии // Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 29, Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1999, с. 66–73.
361. **Ершевич В.В., Зейлигер А.Н., Илларионов Г.А.** Справочник по проектированию электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1985, 352 с.
362. **Абраменкова Н.А., Воропай Н.И., Заславская Т.Б.** Структурно-режимный анализ электроэнергетических систем для выбора принципов противоаварийного управления. Учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский гос. техн. ун-т, 1996 г., 63 с.
363. **Методические** указания по устойчивости энергосистем. М.: ЭНАС, 2003, 16 с.
364. **Труфанов В.В., Усов И.Ю., Попова О.М.** Оптимизация развития системообразующей электрической сети с использованием структурного анализа ЭЭС // Электричество, 2010, № 9, с. 10–15.
365. **Усов И.Ю.** Определение рациональных вариантов развития электрической сети ОЭЭС Востока на период до 2010 г. // Материалы всероссийской научно-технической конференции “Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири”.- Иркутск: Иркутский гос. техн. ун-т, 2004, с. 347–352.

366. **Ways** of Creating International Connections in East Asia and Environmental Implications / L.S. Belyaev, N. I. Voropai, S.V. Podkovalnikov, G.V. Shutov // IEEE Power Engineering Review, 1998, Vol. 18, No. 8, p. 7–10.

367. **Power** Integration in Northeast Asia: Studies and Prospects / L.S. Belyaev, L. Yu. Chudinova, O.V. Khamisov, S.V. Podkovalnikov, e.a. // Proceedings of the 2nd International Conference “Energy Integration in Northeast Asia”, September 21–22, 2000, Irkutsk, Russia. Irkutsk, Energy Systems Institute, 2000, p.19–24.

368. **Studies** of Interstate Electric Ties in Northeast Asia / L.S. Belyaev, L.Yu. Chudinova, O.V. Khamisov, S.V. Podkovalnikov, e.a. // International Journal of Global Energy Issues, 2002, Vol. 17, No. 2, p. 228–249.

369. **Park D.-W., Kim H.-Y., Yoon J.-Y., Voropai N.I., Belyaev L.S., Podkovalnikov S.V.** Analysis of Scenarios for Potential power System Interconnections in Northeast Asia // Proceedings of the 4th International Conference “Asian Energy Cooperation: Interstate Infrastructure and Energy Markets”, Irkutsk, Energy Systems Institute, 2004, p. 67–73.

370. **The Economic** Effectiveness of Interstate Electric Tie “Siberia-North China” Considering the Seasonal Differences of Annual Load Maxima / L.S. Belyaev, V.A. Savelyev, O.V. Marchenko, S.V. Podkovalnikov, L.Yu. Chudinova // Northeast Asia Energy Focus, 2006, Vol.3, No. 4, p. 13–20.

371. **Current** Status and Prospects for the Development of Interstate Electric Ties and Power Pools: Lessons for Northeast Asia / L.S. Belyaev, L.Yu. Chudinova, S.V. Podkovalnikov, V.A. Savelyev // Northeast Asia Energy Focus, 2008, Vol.5, No. 1, p. 17–27.

372. **Yoon J.-Y., Kim H.-Y., Park D.-W.** Pre-feasibility study results on NEAREST between the ROK, the DPRK and the RF// Proceedings of the 6th International Conference “Asian Energy Cooperation: Forecasts and Realities”. Irkutsk, Energy Systems Institute, 2008, p. 59–67.

373. **Беляев Л.С., Ким Х.-Ё., Лю Т.-Х., Подковальников С.В., Юн Дж.-Ё.** Комплексная оценка эффективности межгосударственных электрических связей в Северо-Восточной Азии // Электронный сборник докладов объединенного симпозиума «Энергетика России в 21 веке и Азиатская энергетическая кооперация», Иркутск, ИСЭМ СО РАН, 2010, 10 с.

374. **Barker J.** Design and Implementation International Regional Power Market // The World Bank Esmar Knowledge Exchange Series, BDR.A Gestalt Company, September 2005, 59 p. [http://wbln0018.worldbank.org/esmap/site.nsf/files/RegionalMarketPresentaion9_27_05.pdf/\\$FILE/RegionalMarketPresentaion9_27_05.pdf](http://wbln0018.worldbank.org/esmap/site.nsf/files/RegionalMarketPresentaion9_27_05.pdf/$FILE/RegionalMarketPresentaion9_27_05.pdf)

375. **External** Environmental Costs of Electric Power: Analysis and Internalization // Proceedings of a German-American Workshop Held at Ladenburg, FRG, October 23–25, 1990, Springer-Verlag, 1991, 497 p.

376. **Анализ** размещения крупных энергоблоков с реакторами на быстрых нейтронах в ЕЭС России / Беляев Л.С., Волкова Е.Д., Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М., Марченко О.В., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. // Электрические станции, 2009, № 9, с. 15–21.

377. **Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М.** Модель оценки надежности электроэнергетических систем при долгосрочном планировании их работы // Электричество, 2000, № 11, с. 17–24.

378. **Надежность** и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: европейское измерение / Ю.Н. Кучеров, О.М. Кучерова, Л. Капойи, Ю.Н. Руденко. Новосибирск: Наука, 1996, 380 с.

379. **Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А.** Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика. 4-е изд., перераб. и доп. М.: «Дело» АНХ, 2008, 104 с.

380. **Интернет-сайт** Научного центра прединвестиционных исследований // http://www.oaoncri.ru/?page_id=26

381. **Оптимальные** режимы энергетических систем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев, В.А. Тимофеев. Под ред. В.М. Горнштейна. М.: Энергоиздат, 1981, 336 с.
382. **Yoon J.-Y., Park D.-W., Kim H.-Y., Choi J.-S.** Possible interconnection scenarios and impacts on composite system reliability between "ROK-DPRK-RF" // Power Engineering Society General Meeting, 24–28 June, 2007, ISSN: 1932-5517, DOI: 10.1109/PES.2007.385886
383. **Koshcheev L.A., Kucherov Yu.N., Sakemi T., Natori K.** Russian– Japan Power Bridge // Proc. of the 2nd Intern. Conf. on Energy Integration in Northeast Asia. Irkutsk, Russia, Sept. 21–22, 2000, p. 44–52.
384. **Svidtchenko A.N.** Russian– China Electricity Export // Ibid, p. 53–54.
385. **Yoon J.– Y., Park D.– W., Kim H.– Y. et al.** Preliminary Economic Assessment of Power System Interconnection in the Northeast Asian countries // Ibid, p. 25–30.
386. **Kim R., Yoon K.– K., Park K.– W., Kang I.– K.** Possible Effect to the Reinforcement of Electric Power Facilities of North Korea by the Power Systems Interconnection in the Northeast Asia Region // Ibid, p. 146– 151.
387. **Восточная** энергетическая политика России и проблемы интеграции в энергетическое пространство Азиатско–Тихоокеанского региона // Тр. междунар. конф. (22–26 сентября 1998 г., Иркутск, Россия). Иркутск, ИСЭМ СО РАН, 1998, 466 с.
388. **Безопасность России.** Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность. (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики). М.: МГФ «Знание», 2001, 480 с.
389. **Ершевич В.В., Антименко Ю.А.** Эффективность функционирования Единой электроэнергетической системы на территории бывшего СССР // Известия РАН. Энергетика, 1993, № 1, с. 22–31.
390. **Воропай Н.И., Ершевич В.В., Руденко Ю.Н.** Развитие межнациональных энергообъединений – путь к созданию мировой электроэнергетической системы. Препринт СЭИ СО РАН. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1995, 30 с.
391. **Ковалев Г.Ф.** Модель оценки надежности сложных ЭЭС при долгосрочном планировании их работы // Электронное моделирование, 1987, № 5, с. 65–72.
392. **Воропай Н.И., Труфанов В.В.** Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях // Электричество, 2000, № 10, с. 6–13.
393. **Voropai N. I., Trufanov V.V., Selifanov V.V., Sheveleva G.I.** Technical and Market System Effectiveness of Intersystem Power Exchanges in Russia.- IEEE PES 2005 General Meeting Proc., June 13-16, 2005, San Francisco, USA, p. 225–230.
394. **Воропай Н.И.** Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики // Надежность систем энергетики: методические и практические задачи. Новосибирск: Наука, 2005, с. 6–19.
395. **Воропай Н.И., Ковалев Г.Ф., Кучеров Ю.Н. и др.** Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. М.: Издательский дом "Энергия", 2013, 304 с.
396. **Непомнящий В.А.** Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: Издательский дом МЭИ, 2010, 226 с.
397. **Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б.** Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 1974, 236 с.
398. **Розанов М.Н.** Управление надежностью электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука, 1991, 174 с.
399. **Зоркальцев В.И., Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М.** Модели оценки дефицита мощности для исследования проблем надежности электроснабжения // Современные методы оптимизации и их приложения к моделям энергетики. Сб. науч. трудов. Новосибирск: Наука, 2003, с.142–162.

400. **Carvalho H.S., Baseimento P.C., Alves da Silva A.P. et.al.** Newral network based approach for reliability estimation // IEEE Budapest PowerTech, Budapest, Hungary, August 29 – September 2, 1989, p. 182–187.
401. **Goel L., Feng C.** Well-being framework for composite generation and transmission system reliability evaluation // IEE Proc. Genert., Transmiss., and Distribut., 1999, Vol. 146, No.5, p. 528–534.
402. **Воропай Н.И., Дервяшкин К.Н.** Об учете распределенной генерации при анализе надежности основной структуры электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 54. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005, с. 206–213.
403. **Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.** Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.
404. **Руководящие указания по устойчивости энергосистем.** М.: Союзтехэнерго, 1987, 16 с.
405. **Методические указания по проектированию развития энергосистем.** М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003, 34 с.
406. **ПВК** анализа электрических режимов и надежности ЭЭС АНАРЭС // Методы управления физико-техническим и системами в новых условиях. Новосибирск: Наука, 1995, с. 291–293.
407. **Домышев А.В., Крупнев Д.С.** Оценка режимной надежности электроэнергетических систем на основе метода Монте-Карло // Электричество, 2015, № 2, с. 3–10.
408. **Ханаев В.В.** Потребители-регуляторы: возможности и перспективы применения // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2008, № 1, с. 59–63.
409. **Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью** / Р.Н. Бердников, В.В. Бушуев, С.Н. Васильев, Н.И. Воропай и др. М.: НТЦ ФСК ЕЭС, 2012, 220 с.
410. **Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А.** Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия энергетики, 2011, № 2 (40), с. 50–57.
411. **Gellings C.W.** The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response. Lilburn, CA: Fairmont Press, 2009, 300 p.
412. **Кукель-Краевский С.А.** Электроэнергетическая система. М.-Л.: ГОНТИ НКТП. Ред. энерг. литературы, 1938, 206 с.
413. **Ханаев В.А.** Пути повышения маневренности Единой электроэнергетической системы СССР. Новосибирск: Наука, 1991, 145 с.
414. **Федеральный Закон "Об электроэнергетике"** от 26.03.2003 г., № 35-ФЗ.
415. **Brooks V. A., Lu E., Reicher D., Spirakis C., e.a.** Using real-time control of demand to help balance of generation and load // IEEE Power &Energy Magazine, 2010, Vol. 8, No. 3, p. 13–18.
416. **Molderink A., Bakker V., Bosman M.G.C., e.a.** Management and control of domestic smart grid technology // IEEE Trans. on Smart Grid, 2010, Vol. 1, No. 2, p.109–119.
417. **Ravibabu P., Praveen A., Chandra C.V., e.a.** An approach of DSM techniques for domestic load management using fuzzy logic // IEEE Int. Conf. of Fuzzy Systems, 2009, p. 1303–1307.
418. **Ning Zhanng, Ochoa L.F., Kirschen D. S.** Investigating the impact of demand side management on residential consumers // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Manchester, UK, December 5–7, 2011, 7 p.
419. **Fazeli A., Christopher E., Johnson C.M., e.a.** Investigating the effects of dynamic demand side management within intelligent smart energy communities of future decentralized power system // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Manchester, UK, December 5–7, 2011, 7 p.

420. **Worldwide Survey of network-driven demand-side management projects.** Research Report No. 1. Task XV of the International Energy Agency Demand Side Management Programme. Second Edition, October 10, 2008. <http://www.efa.com.au>
421. **De Groot R.J.W., Morren J., Sloopweg J.G.** Smart integration of distribution automation applications // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Berlin, Germany, October 14–17, 2012, 6 p.
422. **Глобальные проекты Smart Grid.** Доклад Европейской Комиссии // Энергоэксперт, 2011, № 5, с. 104–108.
423. **Цымбал С., Коптелов А.** Интеллектуальные технологии в электроэнергетике // Энергорынок, 2010, № 04(76), с. 57–59.
424. **Федеральный закон РФ** от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ».
425. **Труфанов В.В., Ханаев В.В.** Математическое моделирование потребителей электроэнергии при оптимизации развития электроэнергетических систем // Электричество, 2008, № 9, с. 2–9.
426. **Морган М.Г., Талукдар С.Н.** Регулирование электрической нагрузки: технические, экономические, административно-правовые и социальные вопросы // ТИИЭР: Пер. с англ., 1979, т. 67, № 2, с. 60–144.
427. **Разработка** предложений по перспективам развития электроэнергетики России на период до 2030 г. / Научный отчет. – Этап 2. Раздел 6. Определение масштабов мероприятий по управлению электрической нагрузкой. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010, 236 с.
428. **Об интервалах** тарифных зон суток для энергозон (ОЭС) России по месяцам 2012 года. Приказ Федеральной службы по тарифам от 20 декабря 2011 г., №378-э/2.
429. **Козлова Е.В., Воропай Н.И.** Оптимизация суточных режимов системы электроснабжения с учетом активной роли потребителей // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Иркутск: ИрГТУ, 2012, с. 373–376
430. **Paterni P., Vitet S., Bena M., Yokoyama A.** Optimal location of phase shifters in the French network by genetic algorithm // IEEE Trans. on Power Systems, 1999, Vol. 14, No. 1, p. 97–109.
431. **Wong K.P., Yuryevich J.** Evolutionary programming based optimal power flow algorithm // IEEE Trans. on Power Systems, 1999, Vol. 14, No. 4, p. 681–692.
432. **Da Silva E.L., Gil H.A., Areiza J.M.** Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm // IEEE Trans. on Power Systems, 2000, Vol. 15, No. 3, p. 501–511.
433. **Оптимизация** суточных графиков нагрузки активных потребителей / Н.И. Воропай, З.А. Стычиснки, Е.В. Козлова и др. // Изв. РАН. Энергетика, 2014, № 1, с. 84–90.
434. **Беляев Л.С.** Проблемы электроэнергетического рынка. Новосибирск: Наука, 2009, 296 с.
435. **Подковальников С.В.** Развитие рыночной электроэнергетики: обзор зарубежных подходов // Известия РАН. Энергетика, 2000, № 1, с. 84–91.
436. **Мировая** энергетика в условиях глобализации: вызовы для России. М.: ИМЭМО РАН, 2007, 153 с.
437. **Weigt H.** A Review of Liberalization and Modeling of Electricity Markets // Electricity Markets Working Papers, WP-EM-34, 2009, 43 p.
438. **Groot K.** European power utilities under pressure? How the electricity majors are dealing with the changing investment climate in the EU power sector // Clingendael International Energy Programme (CIEP), 2013, Vol. 3, 52 p.
439. **Electricity** market reform. An international perspective / Ed. by F.P. Sioshansi, W. Pfaffenberger, Elsevier, 2006, 656 p.
440. **Helmer S., Warell L.** On the evaluation of market power and market dominance – The Nordic electricity market // Energy Policy, 2009, Vol. 37, No. 8, p. 3235–3241.

441. **Woo C.K.**, Lloyd D., Tishler A. Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California // *Energy Policy*, 2003, Vol.31, No. 11, p.1103–1115.
442. **Joskow P.L.**, Kahn E. A quantitative analysis of pricing behavior in California's wholesale electricity market during summer 2000 // *The Energy Journal*, 2002, Vol. 23, No. 4, p.1–30.
443. **Подковальников С.В.** Электроэнергетический рынок «Пенсильвания – Нью-Джерси–Мэриленд»: механизм развития генерирующих мощностей // *Энергорынок*, 2009, № 7–8 (68), с. 50–54.
444. **Market power and market monitoring – critical issues for SERC and competitive wholesale markets**, 11 p.// http://www.raponline.org/docs/RAP_SERCIssuesandWholesaleMkts.pdf.
445. **Трачук А.** Риски роста концентрации на рынке электроэнергии // *Энергорынок*, 2010, № 3, с.28–32.
446. **Второй** электроманипулятор. ТГК-11 признана виновной в завышении цен на рынке энергии. РБК daily, 16 февраля 2010 г. // <http://www.rbcdaily.ru/2010/02/16/tek/459063>
447. **Презентация** доклада «Антимонопольный контроль на рынках электрической энергии». Федеральная антимонопольная служба // Всероссийское совещание «Об итогах прохождения субъектами электроэнергетики осенне-зимнего периода 2009-2010 гг. и задачах на предстоящий осенне-зимний период 2010-2011 гг.», 22 апреля, 2010, 23 с.
448. **Отчет** об устойчивом развитии генерирующих компаний Группы "Газпром энергохолдинг" за 2012-2013гг.// <http://geh.gazprom.ru/investors/reports/>
449. **Рынок** слияний и поглощений в России в 2012 году. КМПГ в России и СНГ, март 2013. // <http://www.kpmg.com/RU/ru/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Documents.html>
450. **«Русгидро»** может стать самым крупным продавцом электроэнергии в России. *BigpowerNews*, 12 марта 2010 г. // <http://www.bigpowernews.ru/news/document15790.phtml>
451. **Bushell J., Ishii J.** An Equilibrium model of investment in restructured electricity markets // WP 164. Center for the Study of Energy Markets, University of California Energy Institute, 2007, 38 p.
452. **Borenstein S., Bushnell J.B., Wolak F.** Measuring Market Inefficiencies in California's Deregulated Wholesale Electricity Market // *American Economic Review*, 2002, № 92(5), p. 1376–1405.
453. **Ventosa M., Baillo A., Ramos A., et al.** Electricity market modeling trend // *The Energy Journal*, 2005, Vol. 33, No. 7, p. 897–913.
454. **Теория** и методы согласования решений: сб. научн. тр. Новосибирск: Наука, 2009, 201 с.
455. **Gilotte L., Finon D.** Investments in generation capacities in an oligopolistic electricity market // Centre internationale de recherche sur l'environnement et le développement research paper, 2006, 23 p. // http://www.centre-cired.fr/IMG/pdf/9_Gilotte_Finon_inv_pouvoir_marche._pdf.pdf
456. **Саух С.Е., Борисенко А.В.** Равновесные модели процессов функционирования и развития генерирующих мощностей Украины в рыночных условиях // Электронный сборник докладов Объединенного симпозиума «Энергетика России в 21 веке и Азиатская энергетическая кооперация», Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010, 7 с., ISBN 978-5-93908-074-3.
457. **Centeno E., Reneses J., Garcia R., et al.** Long-term market equilibrium modeling for generation expansion planning // Bologna Power Tech Conference, June 23–26, 2003, Italy, 7 p. // <http://www.iit.upcomillas.es/docs/ИТ-03-0119А.pdf>
458. **Борисенко А.В.** Моделирование развития мощностей электростанций в условиях несовершенной конкуренции // *Электронное моделирование*, 2009, т. 31, № 5, с. 3–27.
459. **Васин А.А., Васина П.А.** Об исследовании и проектировании рынков электроэнергии. М.: Российская Экономическая Школа, 2006, 24 с. (Англ.)
460. **Подковальников С.В., Хамисов О.В.** Моделирование и исследование развития генерирующих мощностей в условиях несовершенного электроэнергетического рынка // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2009). Материалы Третьей между-

народной конференции (5-7 октября 2009 г., Москва, Россия) в 2 т. М.: Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2009, т.2, с.138-140, ISBN 978-5-91450-038-9.

461. **Долгожданный** рынок мощности вернет инвесторам лишь часть затрат на новые стройки, остальное придется компенсировать за счет продажи электроэнергии. BigpowerNews, 19 апреля 2010 г. // <http://www.bigpowernews.ru/news/document17599.phtml>

462. **The power** to choose. Demand response in liberalized electricity markets. Paris: International Energy Agency, 2003, 156 p.

463. **ИНТЕР** РАО хочет в 2010 г. получить в собственность госпакеты в генкомпаниях на \$6 млрд. BigpowerNews, 22 апреля 2010 г. // <http://www.bigpowernews.ru/news/document17883.phtml>

464. **Notes** on Corporate Governance Manual: <http://www.ifc.org/europe/default/descripen/indexen/footen/footen.com>

465. **Современное** корпоративное управление в России глазами зарубежных бизнесменов и экспертов: результаты совместного исследования НСКУ и Российской британской торговой палаты. М., 2010: <http://www.nccg.ru/site.xp/057049.html>

466. **Обобщение** и использование мирового опыта формирования механизмов корпоративного управления в переходных экономиках: http://www.bestdissers.com/see/dis_120185.html

467. **Corporate** Governance in Central Europe and Russia. Ed. by R. Frydman, Ch. Gray and A. Paraczynski. World Bank, 1996, p. 3.

468. **Кондратьев В.Б.** Корпоративное управление и инвестиционный процесс. М.: Наука, 2003, 318 с.

469. **Шевелева Г.И.** Корпоративное управление как фактор доверия инвесторов // Экономика и управление: научно-практический журнал, 2014, № 1, с. 113–116.

470. **Потанин В.О.** Рисковать с умом: новые ориентиры корпоративного управления в России // Промышленник России, 2012, № 11, с. 51–52.

471. **Рейтинги** корпоративного управления: <http://www.standardandpoors.ru/page.php?path=compgovlist>

472. **Национальные** рейтинги корпоративного управления «РИД-Эксперт РА» с 2005 года: <http://www.nrcm.rid.ru/>

473. **Шевелева Г.И.** Инвестиции и корпоративное управление в электроэнергетике // ЭКО, 2006, № 8, с. 99–108.

474. **Шевелева Г.И.** Корпоративное управление в электроэнергетике России: современное состояние и возможности развития // Вестник НГУ. Серия: Социально-экономические науки, 2008, т. 8, вып. 1, с. 25–33.

475. **Шевелева Г.И.** Риски корпоративного управления для инвесторов послереформенных электрогенерирующих компаний России // Вестник НГУ. Серия: Социально-экономические науки, 2010, т. 10, вып. 2, с. 13–22.

476. <http://www.rbcdaily.ru/>, <http://www.quote.ru/stocks/news/>, <http://www.bigpowernews.ru/news/>

477. **Рейтинг** корпоративного управления ОАО «ТГК-1» <http://www.standardandpoors.com>

478. **Сайт** ТГК-9: <http://www.tgk9.ru/rus.html>

479. **Библиотека** нефинансовых отчетов: <http://rspp.ru/Default.aspx?CatalogId=2257>

480. **Исследование** информационной прозрачности российских компаний в 2008 г.: незначительный прогресс на фоне резкого снижения количества IPO: <http://www.standardandpoors.page.php?path=analitica>

481. **Исследование** информационной прозрачности российских компаний в 2009 г.: разрыв между лидерами и аутсайдерами увеличился: http://www.standardandpoors.ru/page.php?path=analitica&sub=4&f_type_pub=3

482. **Исследование** информационной прозрачности российских компаний в 2010 г.: умеренный рост прозрачности за счет компаний электроэнергетического сектора: <http://www.standardandpoors.ru>
483. **Исследование** информационной прозрачности российских компаний электроэнергетического сектора в 2009 г.: <http://www.standardandpoors.ru>
484. **Основные** направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года. Утверждены распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р.
485. **Wang L., Watanabe T., Xu Z.** Monetization of external costs using lifecycle analysis – a comparative case study of coal-fired and biomass power plants in northeast China // *Energies*, 2015, Vol. 2, No. 8, p. 1440–1467; doi:10.3390/en8021440; www.mdpi.com/1996-1073/8/2/1440/pdf
486. **Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P., Solomin S.V.** Studies on competitiveness of space and terrestrial solar power plants using Global Energy Model // *International Journal of Global Energy Issues*, 2006, Vol. 25, No. 1–2, p. 94–108.
487. **Renewables 2014 global status report.** Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2014, 215 p.
488. **Morthorst P.E.** The development of a green certificate market // *Energy Policy*, 2000, Vol. 28, No. 15, p. 1085–1094.
489. **Marchenko O.V.** Mathematical modelling of electricity market with renewable energy sources // *Renewable Energy*, 2007, Vol. 32, No. 6, p. 976–990.
490. **Marchenko O.V.** Modeling of a green certificate market // *Renewable Energy*, 2008, Vol. 33, No. 8, p. 1953–1958.
491. **Marchenko O.V., Solomin S.V.** Efficiency of wind energy utilization for electricity and heat supply in northern regions of Russia // *Renewable Energy*, 2004, Vol. 29, No. 11, p. 1793–1809.
492. <http://www.icfconsulting.com/markets/energy/energy-modeling.asp#2>
493. <http://www.icfconsulting.com>
494. <http://www.powerworld.com>
495. <http://www.dis.anl.gov/CEEESA/about.html>
496. http://www.dis.anl.gov/CEEESA/Models_tools.html
497. <http://www.psr-inc.com>
498. <http://www.lahmeyer.de/e/index.html>
499. **Справочник** по проектированию электроэнергетических систем/ В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотьяна и А.М. Шапиро. 3-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985, 352 с.
500. <http://www.ces-us.com/products.html>
501. **Риккарди С.** Серьезные решения серьезных задач // *PC Magazine / Russian Edition*, 1994, №7, с. 26–63.
502. **Мейер Д.** Теория реляционных баз данных. М.: Мир, 1987, 608 с.
503. **E. F. Codd.** The relational model for database management: version 2 Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc. Boston, MA, USA, 1990.
504. **Антонов Г.Н.** и др. Интегрированная информационная система для комплексных исследований энергетического комплекса и систем энергетики // 61 семинар "Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики" по теме "Создание и использование баз и банков данных (и знаний) по надежности оборудования систем энергетики", п. Дубки, 1992.
505. **Гольштейн Е.Г., Третьяков Н.В.** Модифицированные функции Лагранжа. М.: Наука, 1989, 400 с.

506. **Попова О.М., Такайшвили В.Р., Труфанов В.В.** Пакет программ для анализа развития электрических сетей с использованием геоинформационных технологий. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2001, 27 с. Препринт № 8.