

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»
Российский фонд фундаментальных исследований



А.Ю. Домников
Л.В. Домникова

УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ДИСБАЛАНСОВ

МОНОГРАФИЯ

Екатеринбург 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»
Российский фонд фундаментальных исследований

А.Ю. Домников Л.В. Домникова

**УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ РЕГИОНАЛЬНОЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ
ЭКОНОМИЧЕСКИХ ДИСБАЛАНСОВ**

Екатеринбург

2017

УДК 621.311:658
ББК 65.304.14
Д 66

Издание осуществлено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований по проекту № 16-06-00317, не подлежит продаже

Рекомендовано Научно-методическим советом департамента
«Научно-образовательный центр - ИНЖЭК» ФГАОУ ВО УрФУ

Рецензент:

Гительман Л.Д. - зав. кафедрой «Системы управления энергетикой и промышленными предприятиями» ФГАОУ ВО УрФУ, доктор экономических наук, профессор

Петров М.Б. – руководитель Центра развития и размещения производственных сил Института экономики Уральского отделения РАН, доктор технических наук, доцент

Научный редактор:

Ходоровский М.Я. – зав. кафедрой «Банковский и инвестиционный менеджмент» ФГАОУ ВО УрФУ, доктор экономических наук, профессор

Домников А.Ю., Домникова Л.В.

Д48 Управление развитием региональной электроэнергетики в условиях экономических дисбалансов / А.Ю.Домников, Л.В. Домникова. Екатеринбург: ФГАОУ ВО УрФУ, РФФИ, 2017. 360 с.

Рассматриваются теоретико-методологические аспекты развития электроэнергетики в условиях реформирования отрасли. Предложена методика диагностики состояния региональной электроэнергетики. Разработана оптимизационная объектно-структурная модель территориальной генерирующей компании. Представлена методология оценки экономической и финансовой эффективности вариантов развития тепловых электростанций. На основе разработанных эконометрических моделей осуществлено прогнозирование показателей региональной электроэнергетики для выявления перспективных уровней электропотребления. Предложены концептуальные основы механизма управления развитием региональной электроэнергетики в условиях экономических дисбалансов.

Представляет интерес для научных работников, специалистов энергопредприятий, аспирантов и студентов экономических и технических специальностей высших учебных заведений.

Библиогр.: 203 назв. Табл. 33. Рис. 23. Прил.6.



УДК 621.311:658
ББК 65.304.14

ISBN 978-5-8295-0444-3

© Домников А.Ю., Домникова Л.В., 2017

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
Глава 1. Развитие региональной электроэнергетики в современных условиях	13
1.1. Современное состояние, задачи и пути развития региональной электроэнергетики	17
1.2. Особенности развития региональной электроэнергетики	36
1.3. Методологические аспекты управления развитием региональной электроэнергетики	58
Глава 2. Разработка системы мониторинга развития региональной электроэнергетики	82
2.1. Концепция формирования и функционирования системы мониторинга развития региональной электроэнергетики	82
2.2. Методы диагностики состояния региональной электроэнергетики	88
2.3. Разработка методики индикативного анализа для классификации состояния региональной электроэнергетики	94
2.4. Диагностическая картина состояния региональной электроэнергетики	101
Глава 3. Прогнозирование показателей региональной электроэнергетики	107
3.1. Разработка эконометрических моделей прогнозирования показателей региональной электроэнергетики	107
3.2. Исследование показателей региональной электроэнергетики	113
Глава 4. Модельно-методический комплекс оценки эффективности развития электрогенерирующих компаний.....	124
4.1. Разработка оптимизационной объектно-структурной модели электрогенерирующей компании	127
4.2. Разработка моделей оценки эффективности развития ТЭС электрогенерирующей компании	139

4.3. Многокритериальный анализ в задачах выбора варианта развития ТЭС электрогенерирующей компании	178
4.4. Методический подход к оценке эффективности модернизации энергетического оборудования ТЭС	182
Глава 5. Концептуальные основы механизма управления развитием региональной электроэнергетики в условиях экономических дисбалансов	193
5.1. Сценарии развития экономики и электроэнергетики региона	196
5.2. Разработка комплекса антикризисных мероприятий в региональной электроэнергетике	198
5.3. Эффективность антикризисных мероприятий в региональной электроэнергетике.....	207
5.4. Возможности наращивания конкурентных преимуществ когенерационных энергоисточников за счет повышения надежности тепловых сетей	213
Chapter 6. Mechanism for analysis of risks of development of regional electric power industry taking into account economic imbalances	222
6.1. Priorities for the development of regional electric power industry ...	222
6.2. Assessment of economic feasibility for grid- connected renewable energy system for a household application	225
6.3. Rating approach to assess the level of investment risks of power generating companies: a case study of Russia	235
6.4. Evaluation of energy-related project in remote areas	243
6.5. Oil and gas business value management investment mechanism model based on the RAROC methodology	252
6.6. Optimization of financing investments in the power	272
Заключение	283
Библиографический список	287
Приложения	307
1. Технология диагностики состояния региональной электроэнергетики.....	308
2. Алгоритм кластеризации показателей региональной электроэнергетики	323

3. Энергоэкономические показатели Свердловской области за 1991-2004 гг.	325
4. Формирование массива исходных данных для проведения расчетов на оптимизационной объектно-структурной модели	327
5. Расчет эффективности развития ТЭС электрогенерирующей компании ...	340
6. Методические аспекты многокритериального анализа вариантов развития ТЭС в нечеткой среде	353

ВВЕДЕНИЕ

Современные тенденции развития электроэнергетики характеризуются, как процессами реструктуризации, инициирующими коммерческую активность энергокомпаний, так и возрастанием конкурентного напряжения на рынках электрической и тепловой энергии. Эти условия приводят к появлению специфических форм конкурентной борьбы в сфере генерации энергии, которые связаны с реализацией конкурентных преимуществ генерирующих энергоисточников различных типов и мощностей за счет повышения их эффективности и надежности. Усиление конкурентной борьбы обостряется в результате проявления факторов неопределенности, создаваемые экономическими дисбалансами.

В условиях формирования принципиально новой структуры электроэнергетики особую значимость приобретают проблемы ее развития. При этом глубокая вариантная проработка сценариев ее развития невозможна без применения соответствующей современным условиям теоретико-методологической базы, экономико-математического инструментария и компьютерных расчетов.

Особенно важной становится роль электроэнергетики для развития экономики регионов и их территориально-производственных систем из-за значительного влияния на их структуру, размещение и эффективность функционирования. Это обуславливает требования к эффективности электроэнергетики, наиболее инерционного звена процесса электрификации, которое должно получать опережающие развитие по отношению к энергопотребляющему сектору экономики.

Анализ текущего состояния региональной электроэнергетики показывает, что при планировании деятельности электроэнергетических компаний имеются существенные сложности, вызванные недостаточной адаптацией существующих методов оценки эффективности процессов развития и отсутствием единого механизма управления развитием региональной электроэнергетики, позволяющего проводить имитационные расчеты, по результатам которых появляется

возможность разрабатывать антикризисные мероприятия, снижающие степень кризисности в отрасли.

Особую сложность проблема управления развитием региональной электроэнергетики приобретает в условиях коренной трансформации ее структуры. Вместо прежних энергопредприятий (АО-энерго) создаются территориальные генерирующие компании, которые могут стать основой в формировании региональной электроэнергетики нового типа.

В России существуют предпосылки для ускоренного экономического роста, и реализация имеющегося потенциала сдерживается, в первую очередь, отставанием в развитии электроэнергетики в основном из-за растущего износа оборудования тепловых электростанций и малоэффективной структурой электрогенерирующих мощностей энергокомпаний. Существенный экономический рост уже в ближайшее время будет весьма затруднен ограниченностью производства электроэнергии и соответственно растущим ее дефицитом. Это может поставить под сомнение некоторые преобразования в электроэнергетике из-за отсутствия полноценной рыночной среды характеризующейся, прежде всего конкуренцией. Назрела неотложная необходимость в функционировании эффективного механизма управления развитием региональной электроэнергетики, что позволит проводить стимулирующую ее развитие инвестиционную политику, нацеленную на создание благоприятных условий для инвесторов. Необходимость диагностики угроз развитию региональной электроэнергетики, обеспечивающей информационную поддержку выбора направлений развития отрасли, предопределяет актуальность разработки соответствующих методов.

Можно констатировать, что актуальность вопросов, связанных с разработкой методов анализа и обоснования направлений развития региональной электроэнергетики вытекает из следующих положений:

- необходимости модернизации традиционных моделей и методик, а также разработки новых подходов, учитывающих изменения в системе управления развитием и изменение целевых установок деятельности менеджмента и собственников электрогенерирующих компаний;

- целесообразности использования методов и формализованных расчетов, применяемых для оценки эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике, прогнозов уровней энергопотребления в регионе, оптимизации структуры мощностей территориальной генерирующей компании, а также механизма управления развитием региональной электроэнергетики.

Разработка и совершенствование методологии и технологии управления развитием региональной электроэнергетики должны опираться на созданную инструментальную базу системных исследований, с учетом ее адаптации к изменению условий развития отрасли и дальнейшим повышением эффективности информационно-моделирующих систем.

Целью исследования является развитие методологии управления развитием региональной электроэнергетики и создание механизма управления, позволяющего преодолевать кризисное состояние в отрасли и разрабатывать соответствующие мероприятия, позволяющие выбирать наиболее эффективные направления развития.

Реализация указанной цели потребовала постановки следующих задач с учетом экономических дисбалансов:

- 1) обосновать необходимость совершенствования методологии для проведения исследований в области развития региональной электроэнергетики;
- 2) предложить концепцию мониторинга развития региональной электроэнергетики, учитывающую экономические дисбалансы;
- 3) разработать методы прогнозирования показателей электроэнергетики и экономики региона;
- 4) провести совершенствование методов оптимизации структуры и состава мощностей территориальной генерирующей компании;
- 5) разработать методы оценки эффективности вариантов развития тепловых электростанций;
- 6) сформировать механизм управления развитием региональной электроэнергетики.

Практическая значимость заключается в том, что предложенные подходы, методы, модели и рекомендации могут быть использованы для методической поддержки перехода на новую технологию управления развитием региональной электроэнергетики, отвечающую современным условиям, в которых проводится реформирование отрасли и обеспечивающую повышение степени обоснованности принимаемых решений по выработке мероприятий, определяющих траекторию ее развития.

Реализацию конкурентных преимуществ в региональной электроэнергетике невозможно осуществить без привлечения инвестиций в объеме, достаточном для повышения надежности тепловых сетей. Повышение надежности тепловых сетей является одной из основных задач повышения конкурентоспособности энергоисточников, которая должна решаться одновременно с принятием стратегических решений по реализации их конкурентных преимуществ. Эта задача состоит в выборе рациональных вариантов развития тепловых сетей которые при минимальных затратах, обеспечат повышение конкурентоспособности энергоисточников.

Недостаточная разработанность теоретических и методических вопросов развития региональной электроэнергетики в условиях действия экономических дисбалансов, отсутствие методических подходов к выявлению конкурентных преимуществ региональной генерации, а также необходимость использования новых принципов и инструментов для развития конкурентных преимуществ энергоисточников предопределили актуальность исследования.

Структура работы. В соответствии с целью и задачами исследования работа разделена на пять глав, в которых последовательно излагаются методология и результаты исследования.

Структурно-логическая схема работы представлена на рис. 1.

Автор выражает благодарность за помощь в проводимых исследованиях своему учителю доктору технических наук Леониду Исааковичу Мардеру, а также своим коллегам по научной деятельности доктору экономических наук,

профессору М.Я.Ходоровскому, доктору технических наук, профессору Ю.М.Бродову, доктору экономических наук, профессору Л.Д.Гительману, доктору экономических наук, профессору Ю.Б.Клюеву, доктору технических наук, профессору А.Л.Мызину, кандидату технических наук К.Б.Кожову.



Рис. 1. Структурно-логическая схема



ГЛАВА 1. РАЗВИТИЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Электроэнергетика представляет собой инфраструктурную отрасль, включающую в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства, передачи, оперативно-диспетчерского управления, а также сбыта и потребления электрической и тепловой энергии. Она является базовой отраслью экономики страны, оказывающей существенное влияние на развитие промышленности и обеспечение жизнедеятельности населения.

Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, а также устойчивое ее развитие являются важнейшим фактором экономической и социальной стабильности государства.

Электроэнергетика является важнейшей частью топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны, придавая ему единство, благодаря широкой взаимозаменяемости различных видов топлива, используемых для производства электроэнергии. С одной стороны, она является основным рычагом целенаправленного воздействия на структуру ТЭК путем вовлечения в энергобаланс новых источников энергии. С другой стороны, Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) является крупнейшим потребителем топлива, поэтому находится в сильной зависимости от условий формирования ТЭК.

ЕЭС имеет тесные многообразные связи не только с другими системами энергетики (нефте-, угле- и газоснабжения, ядерной энергетикой), но и со многими отраслями экономики (машиностроение, металлургия и др.). Наиболее сильно эти связи проявляются при выборе используемого энергоносителя (в частности, глубины электрификации), выборе размещения и видов технологических процессов энергоемких потребителей через поставки оборудования для сооружения энергогенерирующих объектов.

В промышленно развитых регионах России существуют предпосылки для ускоренного роста экономики, который уже в ближайшее время будет весьма затруднен, благодаря отставанию в развитии, растущего износа генерирующих мощностей и малоэффективного, в условиях конкуренции, управления развитием. Это несомненно приведет к увеличению дефицита электрической и тепловой энергии.

Из-за значительного влияния на структуру, размещение и эффективность функционирования региональной экономики особенно важной становится роль генерации энергии – наиболее инерционного звена процессов электрификации и теплофикации, которое должно получать опережающее развитие по отношению к энергопотребляющему сектору.

Энергетика в ее строго научном понимании охватывает все звенья технологических процессов: от получения первичных энергетических ресурсов до их преобразования в конечную энергию у потребителей [108]. В составе энергетики выделяются два крупных сектора: топливно-энергетический комплекс и энергопотребляющая система, которые имеют определяющее значение для развития экономики любого региона.

Топливо-энергетический комплекс представляет собой сложную и развитую систему добычи природных энергетических ресурсов, их обогащения, преобразования в мобильные виды энергии и энергоносителей, передачи и распределения между различными потребителями [141, 159].

Топливо-энергетический комплекс в свою очередь объединяет пять базовых структурных элементов – звеньев технологической цепи:

- 1) добычу топлива (газа, угля и др.);
- 2) переработку топлива;
- 3) специализированные виды транспорта (продукто- и газопроводы);
- 4) преобразование первичных топливно-энергетических ресурсов в электрическую и тепловую энергию;
- 5) транспортировку энергоносителей до потребителей.

Энергопотребляющая система в общем случае состоит из трех подсистем: электро-, тепло- и топливопотребляющей, каждая из которых включает различные энергетические установки и приборы, удовлетворяющие потребности общества.

Одним из главных элементов энергетической системы является электроэнергетика, которая в структурном отношении представляет собой совокупность электрогенерирующих источников и потребителей электрической энергии, объединенных в единое целое электрическими связями (сетями). Ввиду этого, основной задачей электроэнергетики является централизованное снабжение энергией соответствующих потребителей при оперативно-диспетчерском регулировании единого процесса производства, передачи и распределения энергии.

Электроэнергетическая система России является важнейшей частью топливно-энергетического комплекса страны, придавая ему единство, благодаря широкой взаимозаменяемости различных видов топлива, используемых для производства электроэнергии. Она является основным рычагом целенаправленного воздействия на структуру ТЭК путем вовлечения в энергобаланс новых источников энергии. С другой стороны, Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) является крупнейшим потребителем топлива, поэтому находится в сильной зависимости от условий формирования ТЭК. Единая электроэнергетическая система имеет тесные многообразные связи не только с другими системами энергетики (нефте-, угле- и газоснабжения, ядерной энергетикой), но и со многими отраслями экономики. Наиболее сильно эти связи проявляются при выборе используемого энергоносителя (в частности глубины электрификации экономики), выборе размещения и видов технологических процессов энергоемких потребителей через поставки оборудования для сооружения электроэнергетических объектов. Таким образом, обоснованное определение оптимальных пропорций и направлений развития электроэнергетики страны и ее регионов должно выполняться с помощью соответствующего механизма управления развитием.

Основу региональной системы генерации энергии составляет, так называемая, система когенерации энергии (СКЭ), которая делится на:

1) централизованную, состоящую в основном из когенерационных энергоисточников теплофикационного типа – ТЭЦ, входящих в состав территориальной генерации;

2) распределенную, состоящую из КЭИ средней и малой мощности, расположенных вблизи центров энергетических нагрузок, в том числе обслуживающие отдельные группы и единицы потребителей (обычно на удаленных территориях региона).

При рациональном сочетании централизованная и распределенная системы могут взаимно дополнять друг друга и позволяют создать достаточно гибкую СКЭ на территории, являющуюся ключевым звеном в региональной системе генерации энергии. Такая СКЭ способна надежно обеспечивать потребителей электрической и тепловой энергией, и успешно конкурировать с энергоисточниками, осуществляющими раздельную генерацию энергии, за счет реализации конкурентных преимуществ когенерации.

С точки зрения системного подхода СКЭ представляет собой открытую систему, обладающую целостным единством связанных между собой частей – централизованной и распределенной СКЭ, каждую из которых можно разделить на более мелкие элементы – когенерационные энергоисточники, совокупность отношений между которыми образует структуру СКЭ.

Существование и эволюция СКЭ как открытой системы зависит, с одной стороны, от ее внутреннего устройства, а с другой – от взаимодействия с внешней средой. В этом взаимодействии ее уровень конкуренции может повышаться или уменьшаться в результате развития конкурентной среды в генерации энергии на территории.

Конкурентное развитие СКЭ представляет собой эволюционный процесс, связанный с усложнением ее организации в условиях действия внешних сил, определяемых рыночной средой. Проблема повышения уровня

конкурентоспособности КЭИ связана с дифференциацией СКЭ на централизованную и распределенную, а также с усложнением ее структуры и ростом уровня организации.

1.1. Современное состояние, задачи и пути развития региональной электроэнергетики

Совершенствование методологии, позволяющей создать эффективный механизм управления развитием региональной электроэнергетики, предусматривает необходимость краткого анализа основ и специфики отрасли, а также тех принципов в соответствии с которыми она развивалась в течение многих десятилетий.

В период, предшествующий акционированию (до 1992 года), управление электроэнергетикой зоны Урала осуществлялось территориальными энергетическим объединением «Уралэнерго», в состав которого входило восемь районных производственных объединений энергетики и электрификации (ПОЭиЭ) – Свердловэнерго, Челябинэнерго, Пермэнерго, Удмуртэнерго, Оренбургэнерго, Башкирэнерго, Курганэнерго, Кировэнерго, а также ведомственными структурами – Минатомэнергопром (Белоярская АЭС), отраслевыми министерствами (блок-станции), Минкомхозом (коммунальная энергетика) и др. В процессе акционирования и приватизации электроэнергетики образовалось акционерное общество «ЕЭС России» (РАО), а ПОЭиЭ были преобразованы в территориальные акционерные общества энергетики и электрификации (АОЭиЭ).

В результате этого в регионах сложились три группы субъектов энерго-снабжающие систем:

- 1) структурные подразделения РАО;
- 2) упомянутые территориальные акционерные общества энергетики и электрификации (АОЭиЭ);
- 3) независимые производители энергии.

Акционирование «большой» энергетики осуществлялось в пяти основных формах:

- 1) магистральные электрические сети РАО «ЕЭС России»;
- 2) дочерние территориальные акционерные общества энергетики и электрификации (ДАО);
- 3) самостоятельные территориальные акционерные общества энергетики и электрификации (АОЭиЭ);
- 4) то же, включающие объекты, принадлежащие РАО (на основе аренды);
- 5) ДАО электростанций.

Акционирование блок-станций проведено в рамках программы приватизации промышленных объектов.

Коммунальная энергетика акционирована, в основном, по населенным пунктам. В ряде областей были созданы ассоциации акционерных обществ (АО «Облкоммунэнерго»).

Поскольку акционерные общества, включая дочерние, наделены правами юридических лиц, в результате проведенного акционирования только в «большой» энергетике территорий (областей, республик) вместо одного субъекта хозяйствования (ПОЭиЭ) появилось, как правило, несколько субъектов производственно-хозяйственной системы. Однако, несмотря на возросшее многообразие структурных подразделений в целом, степень централизации управления электроэнергетикой усилилась. Последнее обусловлено формированием РАО как общедолевого субъекта, вследствие передачи в его ведение основных электростанций и межсистемных электрических сетей. Таким образом, РАО были переданы ГЭС мощностью 300 МВт и выше, ГРЭС мощностью 1000 МВт и выше, магистральные электрические сети (ЛЭП и ПС), а также не менее 49% акций, принадлежащих РФ в уставном капитале территориальных АОЭиЭ. В результате этого РАО стало наиболее крупным (доминирующим) производителем электроэнергии в регионе, одновременно обеспечивающим управление об-

менными потоками энергии между территориями, влияя тем самым на формирование энергобалансов.

В то же время произошло существенное ослабление территориальных подразделений электроэнергетики и электрификации (ПОЭиЭ), которые до акционирования осуществляли «естественную» монополию в производстве и распределении электроэнергии в административных районах (субъектах Федерации). Таким образом, территории лишились субъектов, на которые можно было бы возложить реальную ответственность за надежное и устойчивое энергообеспечение потребителей. Свобода выбора форм акционирования энергетическими предприятиями в сложившейся социально-экономической ситуации была относительной. Вследствие усугубившейся экономической нестабильности и кризисных явлений в электроэнергетике, выражающихся в падении спроса на энергию, неплатежах, резком росте цен на топливо и др., было, по-существу, преодолено проведение приватизации по первому варианту (по этому варианту трудовому коллективу предоставляется возможность получения акций до 40% от уставного капитала, в том числе привилегированных – 25%), требующему минимальных средств на приобретение акций и поэтому связанному с наименьшим экономическим риском. Для указанного варианта характерен минимальный удельный вес так называемых «голосующих» акций, принадлежащих коллективу (15%), что существенно ограничивало возможности территориальных АО-энерго, особенно, в части управления развитием энергетического производства.

Отмеченные выше различия форм акционирования, по всей вероятности, в значительной мере были обусловлены вполне естественным стремлением систем сохранить свою производственную целостность. Так, например, ПОЭиЭ «Тюменэнерго» было преобразовано в ДАО с тем, чтобы оставить в своем составе наиболее экономичные тепловые электростанции – Сургутские ГРЭС 1 и 2, без которых энергосистема становилась малоэффективной.

По этой же причине осуществлено преобразование в дочернее акционерное общество ПОЭиЭ «Орегбургэнерго» (во избежание отделения Ириклинской

ГРЭС). Наоборот, АОЭиЭ «Свердловэнерго» сохранило свою «целостность», приняв в аренду крупные электростанции, являющиеся собственностью РАО (Рефтинскую, Верхнетагильскую и Среднеуральскую ГРЭС). Наиболее «раздробленной» оказалась электроэнергетика Пермской области, на территории которой образовано АОЭиЭ «Пермэнерго» и три ДАО электростанций (Камской ГЭС, Воткинской ГЭС и Пермской ГРЭС).

Для координации производственной и финансово-экономической деятельности многочисленных структурных подразделений РАО в регионах были созданы департаменты. Таким департаментом РАО являлось «Уралэнерго». В ведении этого департамента находились два дочерних АОЭиЭ – «Тюменэнерго» и «Оренбургэнерго» – и четыре дочерних АО электростанций (Камская ГЭС, Воткинская ГЭС, Пермская ГРЭС, Троицкая ГРЭС). Кроме того, департамент занимался организацией производственно-экономических взаимоотношений между РАО и самостоятельными территориальными АО-энерго и электрификации – «Свердловэнерго», «Пермэнерго», «Челябэнерго», «Курганэнерго», «Кировэнерго», «Удмуртэнерго», «Башкирэнерго».

Отмеченные особенности структуры электроэнергетики и административно-хозяйственного управления наложили определенный отпечаток на организацию оперативно-диспетчерского управления в ОЭЭС Урала. В энергообъединениях была реализована многоступенчатая схема производственно-технологического управления, включающая следующие уровни иерархии:

- 1) ЦДУ ЕЭС России;
- 2) региональные ОДУ;
- 3) групповые ЦДС;
- 4) ЦДС энергосистем и электростанций;
- 5) пункты управления питающими и распределительными сетями энергосистем (ПУ ПЭС и ПУ РЭС).

В соответствии с этой схемой ОДУ Урала выполняло функции оперативно-диспетчерского управления через три групповых ЦДС (АОЭиЭ, ДАОЭиЭ и ДАО электростанций).

Сложившаяся во время 90-х годов схема управления системами энергетики, несомненно, являлась временной (переходной). Таким образом, на следующей стадии развития электроэнергетики сформировались альтернативные варианты управления электроэнергетикой в соответствии с новым социально-экономическими и политическими условиями.

В соответствии с Постановлением Правительства от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики РФ» к основным целям реформирования относятся: обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергообеспечения потребителей. Стратегическая задача реформирования определена как перевод электроэнергетики в режим устойчивого развития на базе прогрессивных технологий и рыночных принципов функционирования, обеспечение на этой основе надежного, экономически эффективного удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию в краткосрочной и долгосрочной перспективе. К основным задачам реформы также относятся:

- создание благоприятных условий для строительства и эксплуатации новых мощностей по производству (генерации) и передаче электроэнергии;
- создание эффективного механизма снижения издержек в сфере производства (генерации), передачи и распределения электроэнергии и улучшение финансового состояния организаций отрасли;
- сохранение и развитие единой инфраструктуры электроэнергетики, включающей в себя магистральные сети и диспетчерское управление;
- создание конкурентных рынков электроэнергии в тех регионах России, где организация таких рынков технически возможна;
- стимулирование энергосбережения во всех сферах экономики;
- создание нормативной правовой базы реформирования отрасли, регулирующей ее функционирование в новых экономических условиях;
- реформирование системы государственного регулирования, управления и надзора в электроэнергетике.

Согласно концепции развития РАО «ЕЭС России», реформирование Российской электроэнергетики, базирующейся на принципах развития рыночных механизмов во взаимодействии между субъектами и проведении либерализации рынка энергии, во многом соответствует западному образцу. Анализируя различные аспекты развития электроэнергетики в мире, следует отметить, что последнее десятилетие характеризуется широко развернувшимися во многих странах мира процессами структурной перестройки электроэнергетики: приватизацией энергетических объектов, дерегулированием, введением конкурентного рынка электроэнергии. Очевидно, что главной целью этих преобразований является:

1) снижение тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей и, как следствие, повышение конкурентоспособности производимой продукции на мировых рынках;

2) создание благоприятных инвестиционных возможностей для развития, реконструкции и технического перевооружения отрасли;

3) обеспечение необходимой надежности энергоснабжения и качества энергоносителей;

4) минимизация воздействия энергоисточников на окружающую среду.

В качестве позитивных радикальных рыночных преобразований в электроэнергетике также можно отметить свободу выбора потребителем поставщика, цены, качественных параметров энергии, а также преодоление некоторых недостатков и сокращение затрат на антимонопольное государственное регулирование энергокомпаний (инерционность принятия решений, бюрократизм, лоббирование интересов отдельных групп, сложность контроля затрат). В то же время следует учитывать необходимость дополнительных затрат на формирование рыночной среды, в том числе на проведение НИР и проектирование соответствующих систем, а также создание и обслуживание информационно-технологической инфраструктуры энергетического рынка. Зарубежный опыт показывает: эти затраты значительны, а результаты весьма противоречивы.

Существенные различия в организации систем электроснабжения разных стран мира обусловлены ходом исторического развития экономики этих стран и последовательным углублением интеграции их электроэнергетических компаний. Имеются страны, в которых энергосистемы образуют сотни и тысячи энергокомпаний различной формы собственности – государственной, общественной, смешанной (например, США, Германия, Финляндия), а также страны, в которых производство, передача и распределение электроэнергии осуществляется практически одной энергокомпанией (например, Франция (EDF), Италия (ENEL)) [35].

До начала 90-х годов XX века в мире в как правило применялась модель, основанная на энергообъединениях с вертикально-интегрированной структурой. Суть заключается в том, что в рамках одной энергокомпании осуществляется централизованное хозяйственное и оперативно-технологическое управление всеми стадиями процесса энергоснабжения в данном регионе (стране): производством, передачей, распределением и сбытом электроэнергии. Такая компания получает статус естественной монополии, за которой закрепляется определенная территория обслуживания. При этом качество услуг монополиста и цены на энергию контролируются и регулируются специальными государственными органами на национальном и региональном уровнях. Следует отметить, что вертикально-интегрированная структура электроэнергетики имеет ряд преимуществ:

- в результате реализации «Эффекта роста масштабов производства» снижаются удельные издержки;

- монополия на электроснабжение и государственное регулирование тарифов снижает риск крупных и долгосрочных инвестиций для электроэнергетической компании, что создает благоприятные предпосылки для развития электрификации, использования ядерной энергии, местных видов топлива;

- развитие всех элементов энергосистемы осуществляется по единому плану (вводы новых генерирующих мощностей и линий электропередач скоординированы);

– возможности оптимизации структуры генерирующих мощностей, резервов и режимов производства обеспечивают снижение капитальных и текущих издержек и повышение надежности энергоснабжения региона;

– концентрация значительных финансовых ресурсов и наличие высококвалифицированного персонала создают благоприятные предпосылки для реализации научно-технических программ развития электроэнергетики.

К недостаткам можно отнести следующее:

– слабую восприимчивость к техническим нововведениям и стремление руководства электроэнергетических компаний избегать предпринимательского риска;

– возложение инвестиционного риска на потребителей электроэнергии через регулируемые тарифы;

– сложность и несовершенство государственного регулирования тарифов;

– периодические проблемы с привлечением внешних инвестиций.

Многолетний опыт частных компаний США и государственной ЭДФ во Франции показал, что интегрированные организации могут успешно работать при любой форме собственности. Для этого необходимо обеспечить эффективное разделение функций владения и управления, а также наличие высокоразвитой инфраструктуры [35].

Общественная и государственная собственность преимущественно распространены в системах генерации и передачи электроэнергии, в то время как частные инвесторы наиболее часто встречаются в системе распределения энергии.

В качестве основной цели работы энергосистем обычно принимается обеспечение надежного электроснабжения потребителей при наименьших затратах. Из-за большой значимости надежного и эффективного электроснабжения для населения и экономики до последнего времени доминировали системы электроснабжения, в которых электроэнергетическим компаниям представлялись исключительные права на монопольное электроснабжение потребителей на определенной «привилегированной» территории. В порядке компенсации за

эти исключительные права электроэнергетические компании должны были нести ответственность за электроснабжение потребителей на этой территории и контролироваться органами государственной или общественной власти в части инвестиций, тарифов, соблюдения антимонопольного законодательства.

При совместной работе электроэнергетических компаний для обеспечения надежного и экономичного электроснабжения потребителей необходима организация скоординированного управления их совместной работой [35]. Для достижения этого различные электроэнергетические компании должны:

- договориться об общей цели;
- обеспечить взаимный обмен данными, необходимыми для достижения общей цели;
- договориться об общих критериях надежности;
- разделить справедливым образом выгоду от сотрудничества.

Координация должна затрагивать различные уровни управления: оптимизацию капиталовложений, планирование ремонтов, выбор оптимального состава электрогенерирующих источников, экономическое распределение нагрузки, регулирование частоты.

Координация планирования развития генерирующих мощностей предусматривает:

- согласованное планирование развития генерирующих мощностей, включая количество, размеры, типы и расположение генерирующих мощностей с учетом оптимального соотношения различных типов генерации для страны или координируемой группы;
- координацию планов, разрабатываемых каждой электроэнергетической компании, для обеспечения надежности всей энергосистемы и приемлемого приближения к оптимальному соотношению различных типов электростанций;
- осуществление договоренностей о совместной собственности, что позволяет получить выгоду от ввода более мощных генераторных блоков и разделить риск при вложении инвестиций от ввода новых генерирующих блоков.

Координация планирования развития генерирующих мощностей дает значительные сокращения вводов генерирующей мощности и существенную экономию капиталовложений.

Координация планирования систем транспорта электроэнергии играет важную роль в сокращении генерирующей мощности и экономии расходов топлива посредством экономичного распределения мощностей. Должно координироваться развитие внутренних линий электропередачи в энергосистемах, а также межсистемных связей. Электроэнергетические компании должны быть уверены, что все новые линии электропередачи будут эффективно способствовать оптимальной работе основной электрической сети (в смысле надежности и экономичности).

Координация оперативной работы включает:

- экономичное распределение нагрузки между работающими агрегатами;
- оптимальный выбор состава работающих агрегатов;
- оптимальное планирование графиков ремонтов.

Координация надежности включает:

- установление общих критериев надежности;
- автоматическое регулирование частоты;
- согласование резервов мощности;
- обмен данными в процессе анализа надежности;
- обмен данными для планирования ремонтов генерирующего оборудования, подстанций и линий электропередач.

Указанная координация имеет место в большинстве энергосистем и их объединений в США и Европе.

Для повышения эффективности электроснабжения потребителей наряду с координацией важное значение имеет конкуренция, которая выражена экономическим соперничеством между энергокомпаниями за право поставок на энергетические рынки продукции и услуг [35]. Так, с помощью конкуренции можно добиться:

- снижения тарифов и издержек производства;

- освоения и внедрения новых технологий энергетического производства;
- повышения энергоэффективности в потребительском секторе (как следствие предоставления широкого круга услуг по энергосбережению);
- улучшения состояния окружающей среды.

В электроэнергетике при передаче и распределении энергии конкуренция исключена: здесь действуют естественные монополии. В других сферах можно выделить следующие виды и формы конкуренции:

- прямая конкуренция:

- в сфере генерирования энергии – между электроэнергетическими компаниями-производителями;

- в сфере торговли энергией – между поставщиками энергии, доводящими ее до конечных потребителей;

- косвенная конкуренция:

- между электроэнергетической компанией и поставщиками альтернативных энергоносителей (природного газа и др.);

- между электроэнергетическими компаниями и поставщиками энергосберегающих услуг.

Конкуренция существует между поставщиками топлива электроэнергетическим компаниям, а также в продаже и покупке генерирующей мощности и электроэнергии между электроэнергетическими компаниями и собственным производством электроэнергии большими промышленными предприятиями.

Конкуренция может иметь различные характеристики и вариации и включает в общем случае возможность:

- построить, владеть и эксплуатировать электростанции;
- построить, владеть и эксплуатировать передающие линии;
- перераспределять энергию другим потребителям внутри и вне энергосистемы;
- купить электроэнергию у различных производителей;

- купить электроэнергию у различных энергосистем;
- продать электроэнергию различным энергосистемам;
- продать электроэнергию различным потребителям.

На конкуренцию между странами или провинциями внутри страны воздействует политика правительства, включая:

- разрешение на строительство определенных типов генерирующих источников;
- налоги;
- политику на импорт и экспорт электроэнергии;
- законы по охране окружающей среды.

Открытость рынков для конкуренции зависит от масштабов приватизации и наличия частной собственности на предприятиях электроэнергетики. Приватизация преследует две цели:

- отказ от дотаций государства, приток средств в бюджет, а также привлечение частного (в том числе иностранного) капитала в электроэнергетику;
- создание благоприятных условий для конкуренции как основы более эффективного функционирования и развития отрасли.

Считается, что компании, находящиеся в собственности частного инвестора, способны генерировать энергию с наименьшими затратами [35].

На конкуренцию также воздействуют критерии надежности. В крупных энергообъединениях электроэнергетические компании ответственны за обеспечение надежности собственных систем и не несут ответственности за надежность покрытия нагрузки всей национальной энергосистемы. Недопустимо, чтобы коммерческие цели продавцов энергии приводили к игнорированию вопросов надежности на конкурентных рынках электроэнергии. Основная задача любой электроэнергетической компании заключается в бесперебойном и качественном обеспечении электроэнергией всех потребителей, а не только платежеспособных, так как электроэнергетика является социально значимой отраслью. Необходимо своевременно проводить ремонты электрооборудования, содержать резервы мощности, координировать развитие электростанций, электрических и тепловых

сетей, предотвращать перегрузки линий электропередач. Это должно обеспечиваться с помощью государственного регулирования конкурентных рынков. Электроэнергетические компании должны иметь добровольные соглашения по критериям надежности для планирования и эксплуатации систем генерации и передачи электроэнергии, что обеспечивает надежность покрытия нагрузки всей системы, несмотря на конкуренцию [35].

Механизмы конкуренции в различных странах существенно различаются. В настоящее время во многих странах мира принимаются меры к усилению конкуренции между электроэнергетическими компаниями.

Во многих странах крупные потребители могут построить электростанции, по крайней мере, для собственного использования, если генерация и потребление находятся в одном и том же месте. Для таких производителей может вводиться ограничение по генерируемой мощности. Эффективность собственного производства промышленными предприятиями повышается при использовании комбинированного производства тепла и электроэнергии.

Развитие конкуренции в передаче электроэнергии отличается от других областей в электроэнергетике, поскольку развитие нескольких электрических сетей приводило бы к излишнему дублированию капиталовложений. Поэтому передающая сеть обычно рассматривается как естественная монополия. Независимо от того, имеется ли у передающей сети один собственник или ряд собственников, оптимальное использование передающей сети является важным элементом конкуренции в области электроснабжения потребителей. В большинстве стран цена обслуживания по передаче электрической энергии регулируется в той или иной степени государством.

Инвестиционная деятельность, определяющая развитие электроэнергетики, практически во всех развитых зарубежных странах осуществляется на конкурентной основе. При этом происходит все большая интеграция электроэнергетики: крупные электроэнергетические компании промышленно развитых стран приобретают электростанции и целые энергокомпании других стран. Наряду с традиционными методами покрытия дефицита генерирующей мощности путем

строительства новых электростанций все шире используется управление нагрузкой, а также покупка или аренда на длительные сроки генерирующей мощности у других электроэнергетических компаний.

Учитывая вышеизложенные особенности развития электроэнергетики, следует отметить, что, несмотря на существующие экономические проблемы в стране, электроэнергетика России сохранила ядро своего производственного потенциала и в основном выполняет возложенные на нее функции.

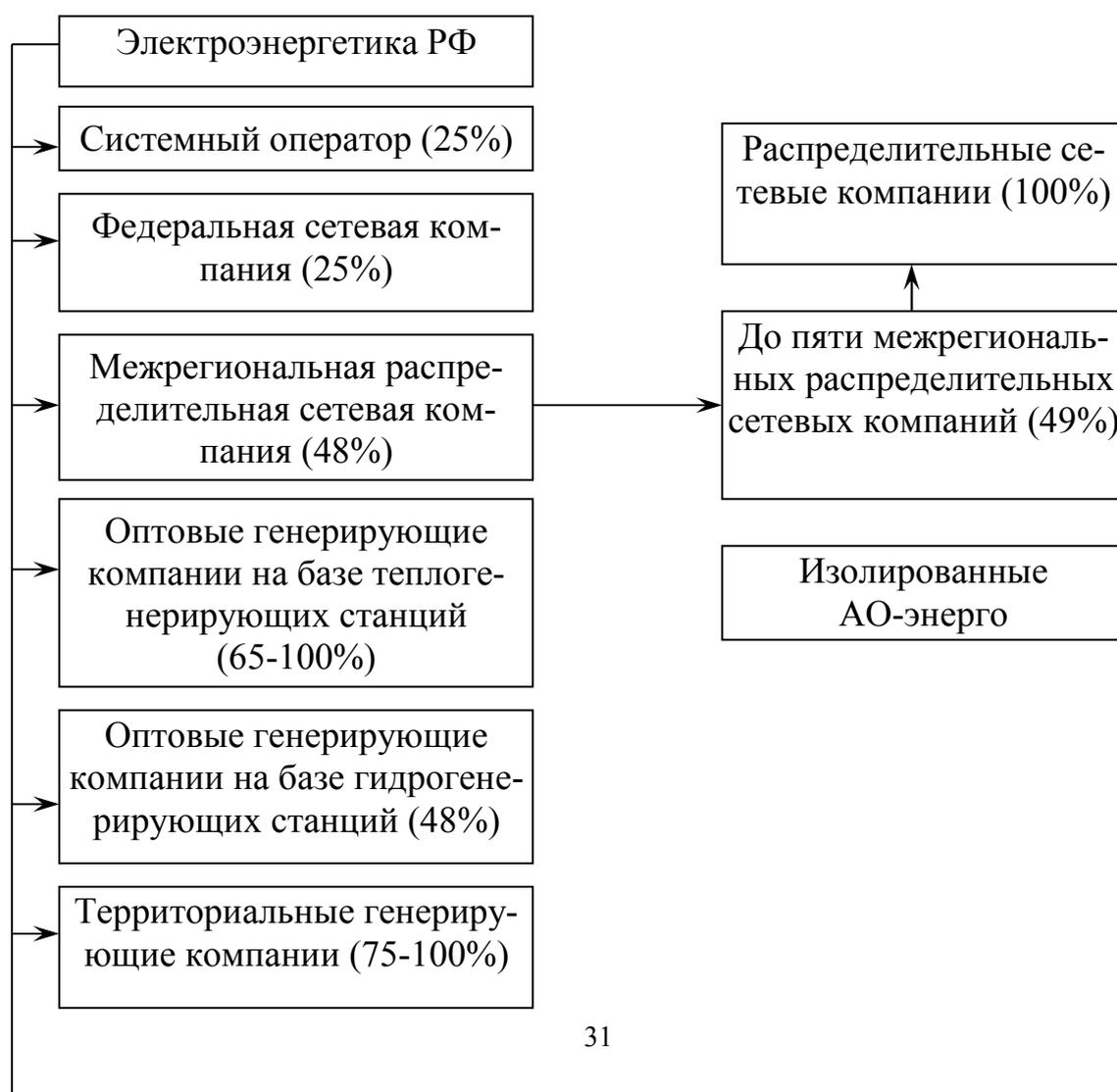
В российской электроэнергетике продолжается процесс формирования рыночных механизмов. Тем не менее экономический кризис, сопровождающий переход страны к рыночной экономике, серьезно отразился на электроэнергетике [24, 120].

В результате сокращения инвестиций ввод в действие новых производственных мощностей в электроэнергетике многократно снизился. Износ основных фондов достиг угрожающих размеров. Следствием указанных факторов явились высокие эксплуатационные затраты и низкая рентабельность производства энергии. Также наиболее острыми продолжают оставаться проблемы, связанные с тарифной и инвестиционной политикой, что в основном связано с финансовой дестабилизацией в электроэнергетике, обусловленной ростом платежей за поставленную энергию, а также высокой налоговой нагрузкой [96].

Организационно-экономические преобразования в электроэнергетике и развитие рынков электрической и тепловой энергии должны оцениваться с позиции социально-экономической целесообразности, так как электроэнергетика является отраслью, от которой непосредственно зависит дальнейшее устойчивое развитие экономики и повышение ее конкурентоспособности на внутреннем и внешнем рынках. Таким образом, именно электроэнергетика является жизненно важной отраслью, требующей специальных подходов и условий, обеспечивающих интересы страны и отдельных ее регионов. Тем не менее современное состояние электроэнергетики создает очевидные предпосылки в необходимости преобразований в отрасли, наиболее существенными среди которых являются [32, 160, 190]:

- снижающаяся надежность энергоснабжения;
- высокий уровень физического и морального износа основного энергетического оборудования;
- отсутствие крупных инвестиций в развитие отрасли;
- неспособность отрасли обеспечивать темпы экономического роста в промышленности уже в ближайшее время.

В результате реформирования электроэнергетики России [172, 173] ее структура изменится, так как будут созданы семь оптовых генерирующих компаний (ОГК) и 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК), которые перейдут в собственность стратегических инвесторов. В государственной собственности останутся магистральные и распределительные сети, а также диспетчеризация [64]. Будут созданы следующие группы компаний [172], в которые войдут профильные самостоятельные субъекты электроэнергетики (рис. 1.1):



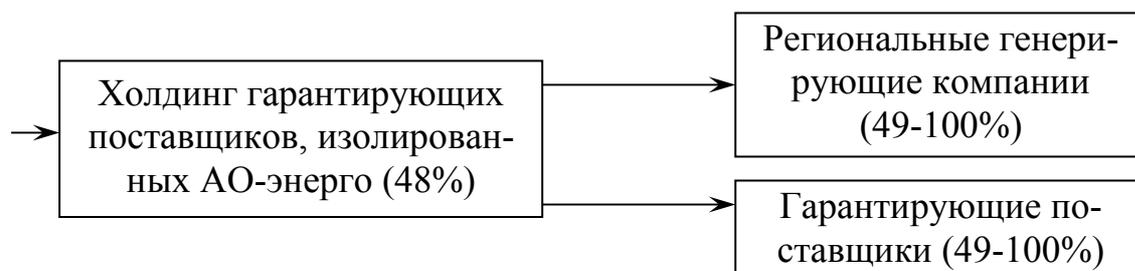


Рис. 1.1. Структура электроэнергетики и участников рынка электроэнергии РФ¹

Группа 1. Инфраструктурные организации:

- организация по управлению Единой национальной электрической сетью (ОАО «ФСК ЕЭС»);
- системный оператор (ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»);
- межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК).

Группа 2. Генерирующие компании:

- оптовые генерирующие компании (ОГК), созданные на базе РАО «ЕЭС России»;
- территориальные генерирующие компании (ТГК), созданные на базе компаний РАО «ЕЭС России»;
- независимые генерирующие компании.

Группа 3. Сбытовые компании:

- холдинг гарантирующих поставщиков, изолированных АО-энерго – конкурентные сбытовые компании.

Группа 4. Ремонтные компании:

- научно-проектный комплекс;
- ремонтно-монтажные организации.

Очевидно, что складывающаяся структура электроэнергетики будет отвечать в первую очередь коммерческим интересам и в некоторых случаях противоречить принципам эффективного развития электроэнергетики, благодаря развитию центробежных процессов.

Процессы реформирования электроэнергетики России столкнутся с многочисленными проблемами, связанными главным образом с состоянием основ-

¹ В скобках показана доля негосударственных пакетов

ных производственных фондов, что может поставить под сомнение целесообразность многих осуществляемых мероприятий.

Проведенный анализ состояния электроэнергетики России показал, что в настоящее время многократный запас прочности, созданный в СССР (было создано 216 ГВт энергетических мощностей, которые в полной мере после распада СССР недоиспользовались в связи с падением промышленного производства), исчерпывается. В 2004 году оставался задел недоиспользования мощностей электроэнергетики в 30 ГВт, причем средний износ по стране составил 57,3 % [64], что составляет 34 ГВт или 16 % мощности электростанций России (в том числе ТЭЦ – 12 ГВт). Доля электротехнических аппаратов, выработавших свой ресурс, составляет 30-70 %; доля энергоблоков, мощностью 100-1200 МВт с наработкой более половины паркового ресурса достигает 80 %, около 23 % блоков выработали свой ресурс полностью; износ основных фондов электрических сетей превышает 40 % [160]. Возрастная диаграмма энергетического оборудования ТЭС на территории России показана на рис. 1.2.

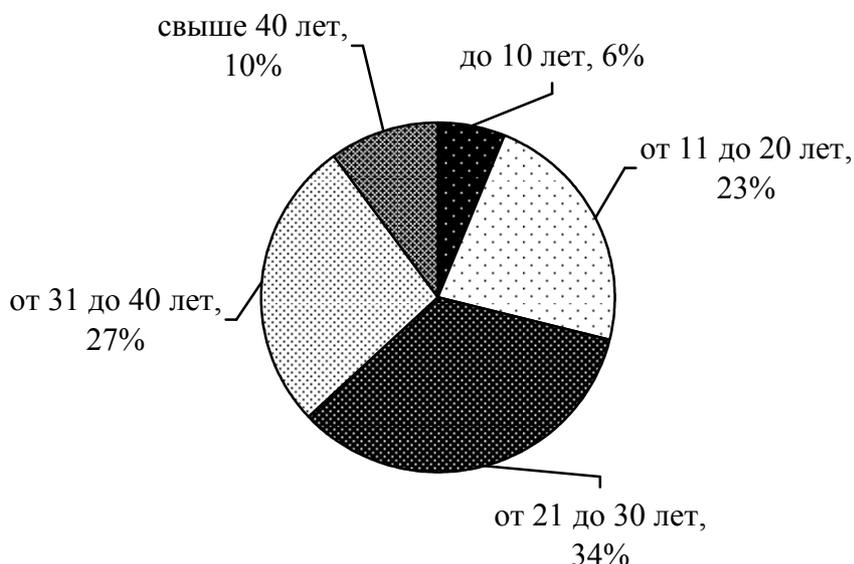


Рис. 1.2. Возрастная диаграмма энергетического оборудования ТЭС России

Так, наибольшая доля – 34 и 27 % приходится на возраст оборудования от 21 до 30 и от 31 до 40 лет соответственно. Кроме того, по данным Всероссий-

ского теплотехнического института (ВТИ) в стране 38 % электросетей, возраст которых превышает 30 лет, а до 2015 года в России почти 70 % мощности ТЭС подлежит реконструкции или замещению новым оборудованием (на электростанциях РАО «ЕЭС России» это составляет 20 ГВт). Таким образом, масштабы технического перевооружения в электроэнергетике в ближайшее время, должны вырасти многократно.

Увеличение объема износа оборудования и отсутствие возможности на данный момент вводит электроэнергетику в зону повышения риска, технологических отказов и аварий не только оборудования, но и систем автоматического регулирования, релейной защиты и противоаварийного управления. При этом износ оборудования происходит на фоне роста энергопотребления, что в перспективе при оптимистическом сценарии развития экономики страны приводит к нарастанию объемов выработавшего свой ресурс оборудования. Судя по «концепции технической политики РАО «ЕЭС России» обновление российской электроэнергетики пойдет двумя путями [55]:

- 1) за счет реконструкции;
- 2) ремонта основного оборудования электростанций и за счет ввода новых мощностей, кроме того, предполагается совершенствование сетевой и распределительной инфраструктуры.

Так, в ближайшие 4-5 лет предстоит полностью демонтировать наиболее изношенные энергоблоки общей мощностью 4,5 ГВт при наличии достаточного количества инвестиционных ресурсов, вместо них введут 2,5 ГВт новых мощностей. Кроме того, в эти же годы предстоит провести капитальную реконструкцию около 25 ГВт, т.е. 4-6 ГВт ежегодно.

Согласно Энергетической стратегии РФ по оптимистическому варианту развития ситуации рост производства электроэнергии к 2025 году по сравнению с 2010 годом должен составить около 55 % при росте потребления около 50 %. При умеренном сценарии рост составит соответственно 38 и 37 %. Рост производства тепловой энергии будет в пределах 22-34 %. Структура расходуемого топлива изменится в сторону уменьшения доли газа и увеличения доли угля.

Одним из главных факторов, влияющих на процессы воспроизводства основных производственных фондов, является отсутствие необходимого объема капиталовложений. Так по оценкам специалистов замена основного оборудования ТЭС (турбо- и котлоагрегатов) требует от 1500 до 2000 дол./кВт, что потребует только в ближайшие годы капиталовложений порядка 30-35 млрд. дол. [192].

Для модернизации электроэнергетики необходимы крупные инвестиции. Так, потребность в инвестициях в целом в электроэнергетике на период до 2010 года оценивается в 50 млрд. дол. и 80 млрд. дол. до 2020 года. Такие значительные средства можно привлечь в результате реструктуризации отрасли, которая сделает более привлекательной электроэнергетику для частных инвестиций при одновременной либерализации рынков энергии [160].

Эти обстоятельства требуют поиска путей для инвестиций в отрасль, ставят задачи объективной оценки эффективности инвестиций и выдвигают проблемы оптимизации существующей структуры электрогенерирующих источников и интеграции электроэнергетических компаний, что даст дополнительный источник инвестиций [155, 171].

Для нормализации ситуации в сфере топливно- и энергообеспечения и создания условий устойчивого развития электроэнергетики России необходимо решение следующих первоочередных задач [170, 171, 190]:

- обеспечение условий для роста экономики в первую очередь за счет создания благоприятного инвестиционного климата для отечественных и иностранных инвесторов;
- повышение экономической эффективности производства энергоресурсов;
- разработка и внедрение мер и механизмов стимулирования энергосбережения во всех сферах национального хозяйства страны;
- стабилизация финансового положения в отраслях энергетики;
- усиление государственного влияния на деятельность топливно-энергетических компаний.

В сложившихся условиях Российской экономики состояние электроэнергетики может оказать серьезное влияние на экономическую безопасность регионов и страны в целом, на жизнедеятельность всех сфер экономики и населения, а также на социально-экономическую стабильность общества и независимость государства [20].

1.2. Особенности развития региональной электроэнергетики

Центробежные тенденции в российской электроэнергетике приводят к появлению в отрасли двух взаимосвязанных секторов.

В первый сектор электроэнергетики является общесистемным. В нем сосредоточены крупные тепловые, атомные и гидравлические электростанции. Они обеспечивают в основном энергомощностные балансы в объединенных энергосистемах, надежное функционирование ЕЭС страны в целом и поддержание в ней стандартных параметров качества электрической электроэнергии.

Второй сектор в основном относится к уровню субъектов федерации и образует так называемый региональный контур электроэнергетики. Он отличается меньшим уровнем концентрации и централизации энергетического производства по сравнению с первым и включает в себя ТЭС и установки «распределенной генерации» средней и малой мощности, расположенных вблизи центров энергетических нагрузок, в том числе обслуживающие отдельные группы и единицы потребителей [202].

Таким образом, в структуре электроэнергетики региональный контур занимает некоторое промежуточное положение между «общесистемной» электроэнергетикой и потребляющим комплексом.

Следует отметить, что значительное число объектов регионального контура обладают малой экономической инерционностью и могут вводиться практически синхронно с ростом электрических нагрузок потребителей, то есть в соответствии со спросом на электроэнергию и мощность.

Исходя из этих обстоятельств, региональную электроэнергетику является основой повышения уровня электрификации, что определяет общественную функцию регионального контура.

Основу региональной электроэнергетики составляют теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Поскольку на этом уровне имеются специфические режимные, ресурсные и природно-климатические ограничения, то по условию экономической эффективности установки комбинированного производства – ТЭЦ должны вырабатывать электроэнергию, исходя из графика тепловой нагрузки потребителя. Таким образом, общесистемный и региональный сектора, имея разные частные цели и функции, взаимодействуют и дополняют друг друга.

Кроме указанной функции поддержки электрификации региональный контур определяет следующие задачи [202]:

- ускоренное техническое перевооружение объектов электроэнергетики на базе современных технологий;
- повышение эффективности централизованного теплоснабжения на основе когенерации;
- использование местного энергопотенциала территорий;
- взаимодействие поставщиков, потребителей и региональных властей в решении проблем повышения энергоэффективности и надежного энергоснабжения территорий;
- нейтрализация «ценовых ударов», вызванных либерализацией рынка электроэнергии и приходящихся по слабозащищенным категориям потребителей.

В соответствии с этими задачами в состав региональной электроэнергетики могут войти:

- территориальная генерирующая компания (ТГК);
- независимые производители электроэнергии;
- объекты электро- и теплотранспортной систем.

На рис. 1.3 показана схема модели управления развитием региональной электроэнергетики. Этот процесс должен осуществляться на трех уровнях:

- органы власти и управления субъекта Федерации;
- электроэнергетические компании;
- крупные энергоемкие промышленные предприятия.

Управление развитием региональной электроэнергетики может осуществляться в рамках государственного регулирования электроэнергетики осуществляемое Министерством промышленности и энергетики РФ, Государственными энергетическими комиссиями, а также местными органами власти, в лице правительств субъектов Федерации. Эти органы не осуществляют административно-хозяйственного и технического руководства электроэнергетическими компаниями.

Процесс государственного управления развитием региональной электроэнергетики включает:

- осуществление с помощью экономических и правовых механизмов единой государственной структурно-технологической политики;
- подготовку предложений о финансировании за счет государственного бюджета новых крупных технических решений в рамках государственных программ экономического стимулирования внедрения энергосберегающих технологий, мероприятий по охране окружающей среды;
- организацию научных исследований в области электроэнергетики и электрификации, финансируемых за счет бюджета;
- контроль выполнения правил строительства и эксплуатации энергетических объектов;
- подготовку предложений по совершенствованию хозяйственного механизма и изменению законодательства в области электроэнергетики.

Государству принадлежит главная роль в проведении антимонопольной политики посредством регулирования тарифов на электроэнергию и установления нормативов рабочей мощности в энергосистеме региона.



Рис. 1.3. Схема модели управления развитием региональной электроэнергетики

Согласование интересов производителей электрической и тепловой энергии, ее потребителей и местных органов власти и населения, а также решение спорных вопросов в процессе функционирования и развития электроэнергетики должны осуществлять Государственные энергетические комиссии. Контроль за состоянием и техническим уровнем эксплуатации энергетических объектов и качеством электрической энергии, а также за состоянием оборудования и установок у потребителей электроэнергии осуществляется государственными органами энергетического надзора.

Процесс управления развитием региональной электроэнергетики невозможен без участия электроэнергетических компаний. Основными элементами, которой являются ТГК. Объекты ТГК изначально являются ведущими элементами в структуре региональной электроэнергетики, а их структура должна основываться на эффективном соотношении ТЭЦ различного типа (паротурбинных, парогазовых, газотурбинных). Это означает, что эффективная техническая политика компании является условием реального осуществления региональной электроэнергетикой своих общественных функций.

Перспективная структура мощностей территориальной генерирующей компании должна базироваться на парогазовых установках (ПГУ) так как такой тип электростанций (ПГУ-ТЭЦ) позволяет вырабатывать энергию с высокой эффективностью по сравнению с традиционными паросиловыми установками, и являются менее зависимыми от графика тепловых нагрузок.

Важную роль в процессе управления развитием региональной электроэнергетики играет инвестиционная политика.

Под инвестиционной политикой в региональной электроэнергетике понимается система мер, которая направлена главным образом на привлечение в отрасль инвестиций из различных источников финансирования (средств федерального и регионального бюджетов, свободных средств предприятий и организаций, сбережений физических лиц и средств иностранных инвесторов) в целях повышения ее общественной эффективности и соблюдения коммерческих интересов собственников.

В основу инвестиционной политики в региональной электроэнергетике условиях экономических дисбалансов наиболее целесообразно положить принцип диверсификации направлений финансирования капитального строительства: по субъектам инвестиционной системы и источникам образования инвестиций.

В общем случае можно выделить четыре направления поступления средств на капитальное строительство: 1) собственные средства энергокомпаний, учитываемые в себестоимости продукции (электрической и тепловой энергии); 2) акционерный капитал; 3) заемный капитал; 4) бюджетное финансирование. В рамках этих направлений формируются возможные источники средств (см. табл. 1.1).

Таблица 1.1

Структуризация возможных источников финансирования капитального строительства в электроэнергетике

Направления поступления средств	Источники инвестиций
1. Собственные средства энергокомпаний	1.1. Амортизационные отчисления 1.2. Внебюджетные инвестиционные фонды 1.3. Реинвестирование прибыли энергокомпаний
2. Акционерный капитал	2.1. Размещение акций на фондовом рынке (IPO)
3. Заемный капитал	3.1. Долгосрочный кредит (в т.ч. облигаций) 3.2. Краткосрочный кредит
4. Бюджетные поступления	4.1. Федеральный бюджет 4.2. Местный бюджет

В условиях реформирования электроэнергетики, с одной стороны, резко сократились поступления бюджетных средств и льготное государственное кре-

дитование, а с другой – еще не функционируют формы инвестирования, соответствующие стабильной рыночной экономике способные (крупномасштабное использование акционерного капитала, долгосрочные займы с использованием ценных бумаг – облигаций и т.п.). Поэтому главным источником финансирования капитального строительства в электроэнергетике в настоящее время остаются собственные средства энергокомпаний, а наиболее перспективным может стать эмиссия акций и долгосрочные займы.

Всех участников, обеспечивающих успешное протекание инвестиционного процесса в региональной электроэнергетике можно разделить на две группы: а) финансовые; б) нефинансовые посредники.

В финансовую группу входят участники, заинтересованные в воспроизводстве собственного капитала и выполняющие посреднические услуги:

- инвесторы;
- финансовые посредники;
- инвестиционная инфраструктура;
- инвестиционные рынки.

Во вторую группу входят участники, выполняющие специальные научно-исследовательские, проектные и строительные-монтажные работы, а также организации занимающиеся изготовлением и поставками энергетического оборудования.

Схема инвестиционного процесса в региональной электроэнергетике показана на рис. 1.4.



Рис. 1.4. Схема инвестиционного процесса в региональной электроэнергетике

Рынок электрической и тепловой энергии играет определяющую роль в развитии региона, поскольку представляет собой один из главных факторов заинтересовывающих инвесторов вкладывать свои средства и рассчитывающих получать стабильный доход на протяжении длительного времени. Кроме этого, весьма перспективным источником финансирования инвестиций в региональной электроэнергетике может стать инвестиционная составляющая в тарифах.

Региональный уровень электроэнергетики определяет круг специфических проблем, которые связаны с усилением факторов неопределенности, что вызывает необходимость дополнительного учета связей внутри энергетического и промышленного комплексов. Для региональной электроэнергетики характерно наличие сильных связей с электроэнергетической системой и энергетическим комплексом страны. При решении региональных задач нельзя ограничиваться получением масштабных и структурных характеристик электроэнергетики, так как на региональном уровне требуется высокая детализация проблем развития, позволяющая повысить обоснованность программ развития региона и обеспечить преемственность с проектированием электростанций и электрических сетей [103].

Проблемы развития электроэнергетики России связаны с особенностями состояния региональной электроэнергетики, которые можно понять, анализируя состояние отрасли отдельно взятой территории – Свердловской области.

Электрэнергетика Свердловской области занимает третье место в России по выработке и мощности (более 8 МВт), уступает только Тюменской и Московской. Износ ее оборудования и снижение темпов воспроизводства основных фондов являются одним из ключевых факторов, определяющих перспективу технической и инвестиционной политики электроэнергетических компаний.

По данным технических служб электрогенерирующих компаний функционирующих на территории Свердловской области (ТГК-9, ОГК-3), в настоящее время 70 % оборудования отработало свой ресурс. К 2016 году отработали свой продленный ресурс энергоблока 300 МВт, а к 2025 году отработают энергобло-

ки 500 МВт Рефтинской ГРЭС. Изношенное оборудование не позволяет в необходимой степени удовлетворять экологическим требованиям, а также обеспечивать потребителей энергией надлежащего качества. Недопустимо низкими темпами идет техническое перевооружение и реконструкция высоковольтных и распределительных электрических сетей. Например, протяженность распределительных сетей составляет 26000 км. Из них 2600 км находится в неудовлетворительном состоянии, а 900 км – в состоянии, непригодном для эксплуатации. В соответствии с существующей нормой амортизации необходимо обновлять ежегодно по 1500 км высоковольтных линий и распределительных сетей (6 % в год).

Ремонтная кампания в настоящее время носит непрекращающийся характер и приняла угрожающие объемы. Электроэнергетические компании вынуждены принимать меры по снижению ремонтных затрат. Фактически уже происходит смена стратегии планово-предупредительных ремонтов на подход, основанный на применении диагностических методов. Однако проблема здесь состоит еще и в том, что, заменяя вышедшие из строя отдельные единицы оборудования на аналогичное, продлевается срок службы морально устаревших технологий, в результате чего происходит технологическое отставание [35, 178].

В 2015 году на территории Свердловской области сформировалась новая энергетическая компания t+ на базе ТГК-9, в состав которой также вошло большинство энергетических мощностей Пермского края (в основном ТЭЦ), а также были образованы ОГК, в состав которых вошли крупные ТЭС, располагающиеся на территории Свердловской области – Рефтинская ГРЭС, Среднеуральская ГРЭС (ОГК-5), Верхнетагильская ГРЭС (ОГК-1), Серовская ГРЭС (ОГК-2).

В результате функционирования вышеперечисленных энергокомпаний возникают угрозы, воздействующие на дальнейшее их успешное развитие. Наиболее сильными внутренними угрозами являются:

- финансовая устойчивость энергокомпаний;
- структурная диспропорция;

– утрата статуса монополиста по производству электрической энергии и тепловой энергии в области.

Угрозы, связанные с воздействием внешней среды, могут быть следующие:

– потеря части рынков сбыта тепловой энергии при утрате монопольных позиций на них;

– низкая конкурентоспособность продукции электроэнергетических компаний при утрате монопольного положения на территориальном рынке электрической энергии и мощности;

– ослабление позиций на рынке транспорта и распределения электрической энергии и мощности вследствие растущих требований к электроснабжению потребителей.

Стратегические цели региональных электроэнергетических компаний в перспективе, на этапе формирующихся рыночных отношений в отрасли будут носить ярко выраженный коммерческий характер. Частные тактические цели могут радикальным образом отличаться от аналогичных целей в период установившейся системы экономических отношений [87].

Исходя из анализа складывающейся ситуации, возможных сценариев изменения спроса и предложения на электрическую и тепловую энергию, а также сформулированных целей, основную идею концепции развития региональной электроэнергетики можно сформулировать так: создание динамично развивающихся, экономически эффективных электроэнергетических компаний через активное участие на формирующихся рынках производства и распределения электрической и тепловой энергии и при постоянном поиске новых направлений и путей развития [88].

Как показывает опыт реформирования крупных зарубежных корпораций, сохранение в рыночных условиях статуса предприятия с большими объемами производства традиционных видов продукции и услуг возможно только при постоянных качественных изменениях организационной, технологической и других сторон его деятельности [72].

Главным преимуществом проведенной реструктуризации электроэнергетики Свердловской области являются значительные инвестиционные возможности региона, как следствие, большого объема собственного производства, продаж и услуг. Главным аргументом идеологов разделения энергопредприятий, по-видимому, является соображение повышения коммерческой эффективности вследствие повышенной заинтересованности в развитии реорганизованных предприятий.

Несомненно, что для развития региональной электроэнергетики нужны инвестиции, которые можно будет получить двумя способами: 1) частные и государственные инвестиции; 2) за счет инвестиционной составляющей в тарифах [5].

На сегодняшний день инвестиционная составляющая в тарифах отсутствует, так, укрупнено до 70 % в себестоимости электроэнергии – топливо, 25 % – капитальные ремонты. Инвестиционные проблемы остаются по-прежнему остаются самыми острыми. У государства – основного акционера (около 50 %) на сегодня для этих целей инвестиционных ресурсов пока нет. Между тем электроэнергетика – это наиболее капиталоемкая отрасль при отдаче от вложений 10-15 лет, в лучшем случае по 5-7 % в год. Например, в Германии инвестиционная составляющая в тарифе составляет до 30 %. В Свердловской области по прогнозам за 20 лет энергопотребление возрастет на 20-30% [165]. Это позволяет сделать вывод о том, что региональная электроэнергетика станет тормозить развитие промышленности региона. По условиям межотраслевой кооперации (интеграции) капитальные вложения необходимо осуществлять не только в модернизацию и строительство электрических сетей, но и машиностроительные заводы, способные производить современное энергетическое оборудование. Это даст дополнительный импульс развитию отечественного энергомашиностроения и позволит решать серьезные социально-экономические проблемы регионов.

С учетом этих обстоятельств электроэнергетические компании, в отличие от предприятий других отраслей, во-первых, не должны иметь в качестве прио-

ритетной цели прибыль, а во-вторых, эта цель не должна быть единственной, так как электроэнергетика – это многоцелевая система, и в качестве наиболее существенных следует выделить четыре критерия [77]:

- 1) повышение надежности энергоснабжения;
- 2) повышение конкурентоспособности производства и транспорта энергии;
- 3) снижение затрат;
- 4) увеличение прибыли от производства и транспорта энергии.

Повышение надежности энергообеспечения обусловлено серьезными последствиями из-за пренебрежительного отношения к этому критерию, так как влечет за собой ущербы, как потребителей, так и производителей энергии. Приоритет этому критерию над увеличением прибыли является очевидным, поскольку прибыль управляема региональной энергетической комиссией через процесс тарифообразования, а также государство имеет возможность в регулировании цен на топливо. Приоритет повышения конкуренции энергосистем над целью увеличения прибыли обусловлен тем, что электроэнергия находится в начале практически всех технологических цепочек. Поэтому рост себестоимости энергии и соответственно увеличение тарифов на энергию ведет к росту затрат и, следовательно, к снижению конкурентоспособности во всех отраслях экономики. Так, возрастание тарифа на электроэнергию на 1 % приведет к росту себестоимости продукции, например, в черной металлургии на 3 %, а по промышленности в среднем на 1,3 % [77]. В итоге это ведет к снижению темпов развития и в отраслях экономики, и в самой электроэнергетике. Поэтому значение экономии затрат в энергетике является одним из главных условий развития отрасли. Кроме того, снижение затрат в электроэнергетике является средством повышения конкурентоспособности отдельных подразделений энергосистем. Повышение конкурентоспособности является важной целью по той причине, что с ростом тарифов происходит отказ некоторых промышленных предприятий от централизованного энергоснабжения и перехода на автономные источники энергии [45, 47, 48, 54].

Учитывая изложенное, можно сделать вывод о том, что, несмотря на важность в рыночных условиях прибыли, эта цель важна для самой электроэнергетической компании и отражает исключительно корпоративные интересы. Но эта цель является во многом противоречивой с точки зрения интересов общества и государства.

Таким образом, реформирование электроэнергетики не способствует повышению уровня надежности и не отвечает стратегическим интересам развития экономики. В качестве приоритетной цели в данный момент является максимизация прибыли. При разделении энергосистемы на отдельные самостоятельные хозяйственные субъекты по технологическому принципу прибыль каждого субъекта возрастает, но возрастут и суммарные затраты в электроэнергетике, и, как следствие, тарифы, а это в свою очередь отразится на конкурентоспособности экономики России.

Происходящая реструктуризация в электроэнергетике России дает основание полагать, что имеется некоторое противоречие в достижении целей технологического управления и менеджмента. Так, основные мотивы менеджмента связаны с коммерциализацией отрасли – получением прибыли, что приводит к смещению системных целей деятельности в финансовую сферу. При этом из поля зрения менеджмента выпадают такие понятия, как надежность, устойчивость управления, безотказность и др. Все это требует существенных затрат, а значит, приводит к снижению финансовой эффективности [28, 36].

Важное обстоятельство, которое необходимо учитывать при управлении развитием региональной электроэнергетики и то, что основной принцип организации единой энергосистемы созданной, в СССР, – региональный. Крупные электростанции строились для обеспечения электроэнергией крупных регионов. На региональном уровне хорошо была развита диспетчеризация и дублирование функций системы, обеспечивающее ее важнейшие уникальные свойства – надежность, безотказность и безопасность [157, 167]. Поэтому наиболее рациональным направлением развития электроэнергетики, обеспечивающим соблюдение принципа системных исследований, может быть привязка энерго-

систем к региональному контуру, например, путем создания энергетических холдингов в рамках крупных регионов. Это позволит создать реально действующий оптовый рынок электроэнергии. В этом случае энергопространство может быть разделено по границам АО-энерго, что сделало бы этот рынок более эффективным, чем сейчас (по рыночным законам реализуется 10-15 % электроэнергии). Таким образом, энергодефицитные регионы смогут бороться на рынке за энергию энергоизбыточных и успешно с ними интегрироваться [77].

Очевидно, что после декомпозиции отрасли, вновь образуемые специализированные электроэнергетические компании будут следовать своей бизнес-логике. Вопрос об организации прогнозирования, планирования и управления сбалансированным развитием региональной электроэнергетики встает особенно остро. При декомпозиции системы исчезают некоторые системные качества, которые органически не несет в себе ни одна из ее частей. Известно, что для организации оперативной работы отрасли в условиях рынка у системного оператора должны быть структуры на региональном уровне. Эта логика привела к созданию региональных диспетчерских управлений. Бизнес-логика каждой из образуемых электроэнергетических компаний не связана с системным проектированием будущей отрасли. Более того, электроэнергетическим компаниям экономически выгодно возникновение небалансов между спросом и предложением, так как это позволяет получать дополнительный доход. С учетом этих обстоятельств возникает необходимость в создании органа, который возьмет на себя системообразующие функции. Судя по организационной структуре и по занимаемой сегодня позиции электроэнергетическими компаниями, а также по предназначению этими вопросами не будут заниматься ни электросетевые, ни генерирующие компании, ни тем более местные органы власти. Так, например логика и смысл создания магистральных электрических сетей, в которые выделяются сегодня сети 220 кВ ОАО «Свердловэнерго», непонятны. С другой стороны, известно, что эта компания будет конкурировать с распределительными сетевыми компаниями в борьбе за крупных потребителей, а значит, сотрудничество и обмен информацией будет ограничен. Образующая на основе электро-

станций ОАО «Свердловэнерго» ТГК-9 будет располагать мощностью не более 1300 МВт, что составит восьмую часть областной генерации. Таким образом, составление территориальных энергобалансов для этих энергокомпаний будет ненужным, что отрицательно скажется на экономичности и надежности. Появятся сложности с решением проблемы, возникающей при установке новых генерирующих мощностей, так как их места расположения и условия работы иногда не только не оптимальны для энергосистемы региона, но и дают отрицательный общеэкономический эффект, поскольку неясно, кто будет принимать решение о целесообразности их включения на параллельную работу с энергосистемой.

Создание органа – системного интегратора, координирующего описанный выше круг вопросов, связанных с управлением развитием региональной электроэнергетики, является необходимостью, особенно на этапе реформирования отрасли.

Учитывая характер проводимых исследований основные тенденции промышленного развития региона можно проанализировать на примере состояния и перспектив основных отраслей экономики отдельно взятого субъекта РФ – Свердловской области, а также сравнить динамику развития электроэнергетики с другими базовыми отраслями области.

В соответствии с программой долгосрочного (до 2015 года) социально-экономического развития Свердловской области главной целью развития области является создание многосекторной социально ориентированной рыночной экономики, базирующейся на новом научно-техническом укладе и информационно-индустриальных технологиях и обеспечивающей переход к новым стандартам качества жизни и среды обитания населения области.

В соответствии с этой целью основной задачей социально-экономического развития области является формирование материальной, научно-технологической, финансово-экономической и социальной базы, позволяющей выйти на траекторию устойчивого экономического роста и обеспечить ра-

циональное размещение производительных сил на территории области и повышение благосостояния населения [183].

Основу стратегии составит ориентация в основном на собственный совокупный ресурсный потенциал (производственный, научно-технологический, трудовой и природный), внутренние источники накопления, которые, в принципе, позволяют в ближайшие 10-15 лет закрепить стартовые условия для экономического роста, продолжить реструктуризацию экономики на современной технико-технологической основе и выйти на модель устойчивого развития.

Внутриобластные и территориальные приоритеты развития Свердловской области будут направлены на обеспечение качественного роста экономики области, что будет связано с преобладанием структурных сдвигов в экономике, повышением удельного веса продукции высоких переделов, динамичным развитием малого бизнеса.

В основу структурной перестройки промышленности заложены следующие приоритетные направления преобразований по базовым отраслям.

В электроэнергетике – модернизация оборудования существующих электростанций, увеличение доли отечественных энергоносителей в топливном балансе (местного топлива, Кузнецкого и Печорского углей, Сосьвинско-Салехардский угольный бассейн), строительство энергоблока № 4 на Белоярской АЭС, вовлечение золоотвалов в хозяйственный оборот, взаимодействие со смежными энергосистемами [153].

В металлургическом комплексе – укрепление сырьевой базы, технологическое обновление отрасли, ресурсо- и энергосбережение, защита окружающей среды, расширение сортамента, увеличение производства конкурентоспособной продукции высокой степени готовности.

Структурную перестройку в машиностроительном комплексе предполагается увязать с реализацией крупных бизнес-проектов в приоритетных для области и России отраслях промышленности – топливно-энергетическом комплексе, черной и цветной металлургии, а также с выполнением военных заказов на предприятиях оборонно-промышленного комплекса, собственным техноло-

гическим обновлением отрасли, развитием транспортного и сельскохозяйственного машиностроения, а также расширением экспортного потенциала.

Существенная роль в структурной перестройке экономики области отводится оборонно-промышленному комплексу, где продолжается реализация конверсионных программ, внедрение новых технологий двойного назначения, будут значительно расширены его экспортные возможности.

В соответствии с Программой развития Свердловской области основой функционирования экономики области останется в ближайшие годы промышленный комплекс и будет продолжено совершенствование его отраслевой структуры. Отраслевая структура промышленности Свердловской области по объему промышленного производства за 2015 год показана на рис. 1.5, а на рис. 1.6 показана перспективная структура за 2025 год.



Рис. 1.5. Отраслевая структура промышленности по объему промышленного производства Свердловской области (2015 г.)

Наибольшую долю по объему промышленного производства Свердловской области в 2015 году имеет металлургический комплекс – 54,6 %, а топливно-энергетический комплекс – 10,8 %. На рис. 1.6 видно, что к 2025 году наибольшую долю в структуре промышленности будет иметь металлургиче-

ский комплекс – 40,9 %, а также машиностроение и металлообработка – 28 %, причем доля этой отрасли увеличится по сравнению с 2015 годом на 11,7 %. Тем не менее топливно-энергетический комплекс к 2025 году будет иметь примерно такую же долю в структуре, как и в 2015 году.



Рис. 1.6. Отраслевая структура промышленности по объему промышленного производства Свердловской области (2025 г.)

Таблица 1.2

Динамика основных параметров макроэкономических показателей развития экономики и промышленности Свердловской области (оценка), %

Показатель	2015 г. к	2020 г. к	2025 г. к
	2010 г.	2015 г.	2010 г.
Валовой региональный продукт	147-161	150-157	В 2,8-3,4 раза
Продукция промышленности	140-143	146-149	В 2,5-2,7 раза
Инвестиции в основной капитал за счет всех источников финансирования	188-197	167-175	В 6,5-7,6 раза

Динамика основных параметров макроэкономических показателей развития экономики Свердловской области показана в табл. 1.2. К 2025 году по сравнению с 2015 годом валовой региональный продукт по оценкам Правительства Свердловской области вырастет в 2,8 – 3,4 раза, продукция промышленности – в 2,5 – 2,7 раза, а инвестиции в основной капитал почти – в 7 раз. Это говорит о серьезном развитии отраслей промышленности экономики Свердловской области.

Анализируя отраслевую структуру промышленности Свердловской области (табл. 1.3), можно увидеть, что по сравнению с 2005 годом к 2025 отраслевая структура изменится несущественно. Так, доля машиностроения увеличится с 22,7 до 28 %, а доля, приходящаяся на цветную и черную металлургию, уменьшится с 23,4 до 18,3 % и 24,1 и 22,6 % соответственно. Доля электроэнергетики за этот же период практически не изменится и составит к 2025 году 10,4 %.

Таблица 1.3

Отраслевая структура промышленности Свердловской области

Отрасль промышленности	2010 г.	2015 г.	2025 г.
Электроэнергетика	10,5	10,4	10,4
Пищевая промышленность	8	8,2	8,5
Легкая промышленность	0,3	0,4	0,5
Промышленность стройматериалов	4,2	4,5	4,6
Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная	1,8	1,9	2,2
Машиностроение и металлообработка	22,7	25,9	28
Химия и нефтехимия	2,5	2,6	2,6
Цветная металлургия	23,4	20,6	18,3
Черная металлургия	24,1	23,2	22,6
Топливная промышленность	0,3	0,2	0,2
Прочие отрасли	2,2	2,1	2,1

Прогноз топливно-энергетических ресурсов Свердловской области на период до 2025 года показывает следующее (табл. 1.4). Потребность в топливе по сравнению с 2015 годом значительно увеличится почти в два раза и составит 95 млн. т у.т., причем покрытие потребности за счет собственного производства и мероприятий по энергосбережению составит всего 12,6 млн. т у.т., а сальдо топливного баланса к 2025 году будет отрицательным и составит 52,6 млн. т у.т. Таким образом, покрытие потребности за счет собственных источников составит в 2015 году всего 8 %, потребление электроэнергии в 2025 году увеличится по сравнению с 2010 годом на 18,3 млрд. кВт·ч, а производство электроэнергии всеми видами электрогенерирующих источников возрастет только на 9,7 млрд. кВт·ч. При этом сальдо энергетического баланса будет также отрицательным и составит 7,6 млрд. кВт·ч, что неадекватно запланированным темпам развития промышленности региона.

Анализ динамики развития промышленности Свердловской области позволяет сделать следующий вывод. Темпы развития электроэнергетики области по планам Правительства Свердловской области являются крайне незначительными по сравнению с развитием остальных отраслей промышленности, а возрастающее отрицательное сальдо энергетического баланса (табл. 1.4) будет увеличивать степень зависимости от других регионов, что потребует, видимо, реконструкцию и строительство новых ЛЭП. Это, в свою очередь, значительно снизит уровень энергетической безопасности региона.

Следует отметить, что Свердловская область в производстве электроэнергии имеет значительный потенциал, использование которого позволит в целом повысить конкурентоспособность экономики области за счет развития электроэнергетики и избежать нарушения связи в развитии энергокомпаний и региона.

Прогноз топливно-энергетических ресурсов

Показатель	2015 г.	Прогноз	
		2020 г.	2025 г.
Потребность в топливе, тыс. т у.т.	45941	64777	95222
Покрытие потребности в топливе, тыс. т у.т.:			
- за счет собственного производства	1929,5	3563	7618
- за счет мероприятий по энергосбережению	5000	7000	5000
Сальдо топливного баланса (+ избыток; - дефицит), тыс. т у.т.	-39011,5	-54214	-52604
Процент покрытия потребности за счет собственного производства топлива в области, %	4,2	5,5	8,0
Потребление электроэнергии, млрд. кВт·ч	48,8	52,6	61,0
Производство электроэнергии всеми видами энергоисточников, млрд. кВт·ч	44,7	47,6	53,4
Сальдо энергетического баланса (+ избыток; - дефицит), млрд. кВт·ч	-4,1	-5,0	-7,6

Отставание в развитии электроэнергетики Свердловской области можно устранить за счет оптимизации структуры энергосистем и интеграции энергокомпаний, а также за счет использования прогрессивных технологий выработки электрической и тепловой энергии, что позволит снизить затраты производства энергии, в частности за счет системного эффекта в электроэнергетике. Не менее эффективной может оказаться система мониторинга развития региональной электроэнергетики, позволяющая, в частности разработать мероприятия по выводу региональной электроэнергетики из кризисного состояния. Это позволит сформировать в конечном итоге эффективный механизм управления развитием региональной электроэнергетикой.

1.3. Методологические аспекты управления развитием региональной электроэнергетики

Разработка методов управления развитием региональной электроэнергетики соответствующих потребностям энергокомпаний и региона в комплексной оценке эффективности инвестиционных проектов и позволяющих определять направления развития отрасли требует краткого анализа ее свойств и структуры.

Последовательно рассмотрим те основные научные положения, которые могут быть определены как базовые в процессе управления развитием региональной электроэнергетики.

Поскольку электроэнергетика относится к сложным искусственным системам кибернетического типа [6, 22, 23], то для нее характерны следующие качественные особенности, которые необходимо учитывать при управлении развитием электроэнергетическими компаниями:

- относительная однородность производимой продукции (электрическая и тепловая энергии);
- высокая степень взаимозаменяемости энергетических ресурсов и энергоносителей;
- материальность объединяющих связей (линии электропередач);
- непрерывность, а в большинстве случаев и неразрывность во времени технологических процессов, подчиняющихся определенным физическим и химическим законам;
- глобальность систем в части охвата практически всей населенной территории страны и оказываемого влияния на социально-экономические процессы и природную среду;
- особая сложность систем, обусловленная множеством и разнородностью взаимодействующих элементов, а также материальных и информационных связей.

Учитывая изложенное, в зависимости от особенностей исследования, электроэнергетика относится к производственно-экономическим при изучении проблем хозяйственного управления и управления развитием систем, так и техническим системам при рассмотрении исключительно технологических процессов.

В методологии системных исследований электроэнергетики важная роль отводится изучению ее свойств [109, 110, 144]. В качестве главных системных свойств электроэнергетики можно выделить следующие [6, 63, 108, 162]:

- организованность;
- двойственность природы;
- иерархичность и взаимосвязанность с внешней средой;
- многокритериальность;
- большое разнообразие состояний;
- многовариантность функционирования и развития;
- относительно устойчивый динамизм развития.

Эти свойства в совокупности определяют условия и возможность прогнозируемости развития и функционирования электроэнергетики, а также управляемости ими. В теоретико-методологическом аспекте большое значение имеет двойственность природы данных систем, выражающаяся в сочетании детерминированной причинности и случайности в их развитии [53, 91, 122]. Предполагается, что существует два типа развития искусственных систем – устойчивое и неустойчивое. При развитии по устойчивому типу будущее полностью определено начальными условиями и причинностью. В этом случае неопределенность носит чисто субъективный характер, поскольку она вызывается неполнотой знаний о будущем. При развитии по неустойчивому типу неопределенность порождена объективными свойствами самих процессов развития при прохождении через определенные точки бифуркации [91, 122]. В этих условиях будущее можно познать только как совокупность альтернатив развития. В системах подобного рода неопределенность связывается, главным образом, возможностями

выбора разных целевых установок, порожденных социально-политическими условиями.

При переходе к региональной электроэнергетике появляется возможность, с одной стороны, конкретизировать формы проявления ее общих свойств, а с другой – выделить специфические свойства. Так, можно назвать большое число свойств, которые важны для понимания процессов управления развитием и функционированием электроэнергетических компаний.

С известной степенью условности можно произвести классификацию свойств электроэнергетики с выделением четырех групп, определяемых соответственно их структурой, а также условиями развития, функционирования и управления [70, 108].

При проведении классификации в состав каждой из групп включены только основные свойства, непосредственно связанные с характером проведенных исследований в диссертационной работе.

1. Группа структурных свойств:

- эмерджентность;
- сложность;
- интеграционность.

2. Группа свойств развития системы:

- неопределенность будущих условий;
- динамичность;
- стабильность;
- инерционность;
- дискретность;
- адаптивность

3. Группа свойств, характеризующих условия функционирования системы:

- качество энергии;
- безопасность;
- системная и режимная надежность;

- устойчивость;
- экологичность;

4. Группа свойств, характеризующих управляемость системы:

- целенаправленность;
- многосубъектность;
- многокритериальность;
- синергизм;
- экономичность.

Структурную группу образуют свойства, обусловленные строением региональной электроэнергетики, т.е. входящими в нее элементами. Свойство целостности проявляется в такой взаимозаменяемости структурных составляющих, которая придает электроэнергетическим компаниям качественно новые – *эмерджентные* свойства, отсутствующие у каждого элемента в отдельности, и, прежде всего, возможность более эффективного выполнения функций по электроснабжению потребителей [108, 110].

Сложность системы проявляется в многообразии электрогенерирующих и электросетевых объектов и в их качественной разнородности, обусловленной, главным образом, различиями типов энергетического оборудования и классов напряжения электрических сетей. Это приводит к необходимости выделения в электроэнергетических компаниях соответствующих производственных структур (подсистем). В структурной группе выделено также свойство *интеграции* систем, оказывающее существенное влияние на условия их формирования и функционирования [7, 108].

В группу свойств, характеризующих развитие региональной электроэнергетики, могут быть включены основные свойства, подлежащие учету при прогнозировании развития электроэнергетических компаний. В эту группу входят тесно взаимодействующие между собой свойства *неопределенности* будущих условий, *динамичности*, *стабильности* и *инерционности*. Среди этих свойств центральное место отводится свойствам неопределенности и динамичности [11, 145]. Проявление факторов *неопределенности* при развитии электроэнергетики

усугубляется большой длительностью исследуемых процессов и необходимостью прогнозирования внешних условий с высокой степенью заблаговременности. Это накладывает определенный отпечаток на изучение динамики развития электроэнергетических компаний.

Динамичности развития в той или иной мере противодействует «стремление» системы к стабильности, т.е. к сохранению своей структуры и состояния. Это свойство в значительной степени может доминировать на отдельных этапах развития электроэнергетических компаний [7, 109].

Стабильность системы, как правило, проявляется в форме динамического равновесия, обусловленного разнонаправленностью происходящих процессов. В частности, к стабилизации уровней электропотребления может приводить осуществление энергосберегающей политики, компенсирующее рост потребления [109].

Инерционность связана главным образом с реакцией системы на возможные изменения, связанные в основном с инвестиционными процессами и реструктуризацией отрасли [6].

Дискретность – характеризуется скачкообразностью процессов ввода новых электроэнергетических объектов и необходимостью использования стандартных типоразмеров энергогенерирующего оборудования и электрических сетей [6, 7].

Адаптивность связана с потенциальной способностью электроэнергетических компаний приспособливаться к меняющимся внешним условиям [6].

Группа свойств, характеризующих функционирование электроэнергетических компаний, содержит ряд свойств предыдущей группы. Однако сами формы их проявления, как правило, существенно отличаются от свойств развития, так как в задачах функционирования поиск решений перемещается в область выбора рациональных состояний (параметров и режимов) при относительно стабильной структуре электроэнергетических компаний.

К специфическим свойствам функционирования электроэнергетических компаний можно отнести *качество* электроэнергии, *безопасность*, *системную и режимную надежность*, *устойчивость*, *экологичность* [23, 29, 30, 74, 154].

Переходя к последней группе свойств, следует отметить, что в широком (кибернетическом) смысле под управлением понимается выработка решений о *целенаправленном* воздействии на процесс развития [6, 177]. В практике системных исследований принято различать управление электроэнергетическими компаниями на стадиях развития и функционирования (эксплуатации).

Исходя из отмеченных общеметодологических позиций управление развитием региональной электроэнергетики можно трактовать как целенаправленный выбор траектории развития электроэнергетических компаний региона на прогнозный период, стоящий в определении структуры, состава и параметров электроэнергетических объектов, а также выбор средств и механизмов, обеспечивающих эффективное их развитие. Многосубъектность управляемости обусловлена характерной структурой энергетического бизнеса и появлением в нем новых участников.

В современных условиях социально-экономического развития и хозяйствования значительно расширяется круг субъектов системы управления электроэнергетикой. Вследствие этого повышается значимость таких свойств управляемости системы, как *многосубъектность*, *многокритериальность*, *синергизм* (возрастание эффекта при кооперированных действиях субъектов). Расширение круга средств и механизмов регулирования (правовые, административные, хозяйственные, экономические и др.) усиливает потребность их взаимного согласования.

Свойство *экономичности* учитывается при формировании критериев развития электроэнергетических компаний с учетом региональных, корпоративных и системных особенностей [12, 13, 180].

Следует отметить, что в настоящее время в электроэнергетике начали проявляться центробежные тенденции, в результате чего появились многочисленные новые хозяйствующие субъекты, что в дальнейшем может привести к

определенным сложностям при осуществлении экономически оптимальной загрузки электростанций по условиям режимов, а также нарушению ряда системных свойств (например, надежность, экономичность, устойчивость и т.п.).

Учитывая вышеуказанные обстоятельства, энергокомпании будут стремиться к максимальной загрузке, что даст им наибольшую прибыль. В то же время это может противоречить оптимальному режиму работы и минимизации общих по электроэнергетической компании расходов топлива на выработку электроэнергии и соответственно снижению затрат по электроэнергетике региона в целом. Это в дальнейшем неизбежно приведет к росту тарифов и к дополнительным затратам в остальных отраслях экономики.

Нейтрализовать указанные проблемы, опираясь на отечественный и зарубежный опыт, можно, в частности, за счет интеграции электроэнергетики в крупные энергетические компании (холдинги), что может стать основой эффективного развития электроэнергетических компаний и, в конечном итоге, экономики региона. Только на базе реструктуризации и создания высокоинтегрированных энергетических компаний и комплексного развития региональной электроэнергетики практически можно обеспечить высокие темпы технического развития в электроэнергетике на основе развития принципов интеграции, концентрации, централизации и комбинирования производства электроэнергии и тепла [6, 48, 77, 85, 101, 107, 108].

Как известно, понятие структуры системы включает отношения между ее элементами. Так, на региональном уровне электроэнергетика представляет собой систему, включающую в себя внутренние связи между структурными подразделениями электроэнергетических компаний и энергообъектами, а также внешние связи с другими сопряженными с ними электроэнергетическими компаниями [109].

Внешние связи подразделяются на вертикальные – с системами более высоких уровней, и горизонтальные – со смежными системами того же ранга. При формировании внутренних связей в основном преобладает производственный аспект [117, 142].

Системные связи в зависимости от их конкретного содержания могут быть односторонними либо двухсторонними (разнонаправленными). Односторонние связи проявляются, как правило, в жестко детерминированных системах (подсистемах). Они наиболее характерны для задач функционирования. В задачах развития электроэнергетических компаний такие связи обычно проявляются в форме тех или иных внешних ограничений [107].

Формирование связей региональной электроэнергетики предопределяется, с одной стороны, территориально-производственной организацией, а с другой стороны, наличием в регионе сильно зависимых от электроэнергетики промышленных структур [174]. В силу отмеченных выше свойств электроэнергетики наиболее устойчивыми являются производственно-технологические связи, при исследовании которых в целях соблюдения целостности систем можно, в известной мере, абстрагироваться от конкретных форм хозяйственных связей. Весьма важным является обеспечение принципа территориальной целостности электроэнергетики. Такой принцип, не вызывавший каких-либо сомнений в условиях естественной монополии электроэнергетики, представляется целесообразным сохранить независимо от создаваемых в настоящее время новых энергокомпаний. Это обусловлено как физико-техническими свойствами производственных процессов в электроэнергетике, так и социально-экономическими факторами.

Внешние связи региональной электроэнергетики можно разделить на пять групп, исходя из фактора взаимодействия с сопряженными системами федерального уровня [119, 125, 183]:

- с энергокомпаниями более высоких уровней – по обменным потокам мощности и электроэнергии, главным образом с ОГК;

- с электропотребляющей системой – по уровням и режимам электропотребления;

- с теплоснабжающими системами – по развитию теплофикации и электроснабжения;

– с топливоснабжающими системами – по ресурсам и качеству топлива для ТЭС;

– с электромашиностроением – по энергетическому оборудованию и технологиям.

В результате реструктуризации электроэнергетики внешние связи электроэнергетических систем внутри региона будут в той или иной мере утрачивать характер «вертикальной» субординации и формироваться по принципам интеграции систем.

Наиболее тесным представляется взаимодействие между электроэнергетическими системами и теплоснабжающими системами, так как эти системы имеют общие элементы – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), на которых осуществляется комбинированное производство электрической и тепловой энергии [70, 181].

Кроме того, имеются весьма важные связи с внешней средой неэнергетического характера, а именно:

– с производственным комплексом региона [8, 119];

– с социальной сферой [194];

– с окружающей средой [164, 187, 197];

– с инвестиционным комплексом [34, 35, 168, 169].

Связи с производственным комплексом осуществляются, с одной стороны, опосредованно через развитие электропотребляющей системы, которая, как отмечалось выше, является составной частью энергопотребляющей системы. С другой стороны, на региональном уровне происходит формирование непосредственных связей с потребителями электроэнергии.

Определенный интерес могут также представлять связи, обусловленные диверсификацией энергетического производства, в частности путем использования промышленных отходов – золошлаковых остатков в строительстве и сбросного тепла в сельском хозяйстве.

Связи с социальной сферой имеют многосторонний характер и включают условия энергетической безопасности региона, развития социальной инфраструктуры, обеспечения трудовыми ресурсами и т.д.

Весьма сложным и во многом противоречивым является взаимодействие электроэнергетики с окружающей средой. Как известно, электроэнергия представляет собой наиболее чистый энергоноситель, поэтому углубление электрификации производственной и социальной сфер в регионе дает положительный экологический эффект. Однако само производство электроэнергии сопряжено с дополнительными нагрузками на экологические системы.

Развитие региональной электроэнергетики в значительной мере определяется производственными возможностями инвестиционного комплекса – наличием строительно-монтажных компаний, а также условиями обеспечения ритмичного использования производственных мощностей в энергетическом строительстве.

Рассмотренные компоненты региональной электроэнергетики находятся в тесном взаимодействии друг с другом. Поэтому внешние связи энергетических компаний с этими системами должны исследоваться комплексно в увязке с задачами социально-экономического развития регионов. Внутренние связи энергетических компаний, в отличие от внешних, как отмечалось, носят более выраженный производственно-технологический характер. Они проявляются в обеспечении процессов производства, распределения и потребления электроэнергии на территории региона. При их формировании в сферу изучения следует, по возможности, вовлечь всех потенциальных производителей и потребителей энергии, что позволит, в конечном счете, осуществить целевую согласованность действий субъектов системы. Внутренние производственно-технологические связи электроэнергетики целесообразно подразделить на три основные вида:

- балансовые;
- функциональные;
- структурные.

К балансовому виду связей следует отнести связи между электроэнергетическими компаниями, уравнивающие производство и потребление электроэнергии, как в каждый момент времени, так и интегрально за определенные временные интервалы – в суточном, недельном, месячном и годовом разрезах.

Функциональные связи состоят в установлении соответствия между параметрами объектов электроэнергетических компаний, диктуемого технологическими условиями:

- законами электрических цепей;
- процессами, происходящими в энергоустановках (теплосиловыми, водно-энергетическими и др.);
- системной надежностью;
- обеспечением необходимого качества электроэнергии и др.

Последний вид связей – структурный, определяет соотношения между элементами региональной электроэнергетики в процессе их развития, что сопряжено с изменением структуры и состава электроэнергетических компаний. Сюда прежде всего относятся связи между инвестиционными и производственными процессами. Кроме того, важную роль приобретают связи между производственно-технологическими и социально-экономическими секторами электроэнергетики, обусловленные интересами энергокомпаний и потенциальных инвесторов энергетического производства (в частности, уровня доходов, условий труда и др.).

Эффективное развитие региональной электроэнергетики на основе интеграции и укрупнения электроэнергетических компаний имеет ряд очевидных технико-экономических преимуществ, поскольку электроэнергетика как система обладает следующими уникальными свойствами [159, 178]:

1. *Повышение надежности электроснабжения потребителей за счет более гибкого маневрирования резервами, сосредоточенными на отдельных электростанциях.*
2. *Сокращение суммарного необходимого резерва мощностей.*
3. *Повышение качества энергии.*

4. Обеспечение экономической целесообразности *концентрации производства электроэнергии* путем увеличения единичной мощности электростанций и установки на них более мощных блоков для усиления ограничивающего влияния ряда внешних факторов, в том числе условий резервирования.

5. *Снижение общего (совмещенного) максимума нагрузки* вследствие несовпадения суточных максимумов нагрузки отдельных районов, что приведет к снижению необходимой генерирующей мощности электроэнергетической компании.

6. Возможность задавать наиболее *выгодные режимы работы* для различных типов станций и агрегатов. В частности, создаются условия для использования мощных высокоэкономичных ГРЭС и АЭС в базовой части суточных графиков нагрузки энергосистемы.

7. *Повышение эффективности использования различных энергетических ресурсов*, сокращение железнодорожных перевозок топлива, использование гидроэнергетических ресурсов с большим экономическим эффектом.

8. *Наличие магистральных линий* электропередачи в крупных электроэнергетических компаниях обеспечивает наиболее эффективное использование низкосортных топлив, экономически не выдерживающих дальних перевозок.

9. *Создание технической возможности* для сокращения и предотвращения нового строительства мелких неэкономичных изолированно работающих тепловых электростанций (ТЭС).

10. Улучшение условий и экономических показателей ТЭЦ за счет обеспечения *возможности их работы в основном по теплофикационному режиму*.

Все перечисленные свойства электроэнергетики в первую очередь создают предпосылки для достижения максимально возможной экономии капиталовложений и топлива, повышения производительности труда, снижения себестоимости энергии, увеличения прибыли и повышения рентабельности электроэнергетических компаний, которые условиях действия экономических дисбалансов развития региональной электроэнергетики являются крайне актуальными.

Сложность развития региональной электроэнергетики накладывает определенные требования к разработке и совершенствованию методов и моделей, основанных на реализации принципов системного подхода и системного анализа [53, 108, 156, 162].

Современная структура электроэнергетики вызывает необходимость разработки задач управления развитием и, как следствие, создания взаимоувязанной системы моделей исследуемых процессов в рамках механизма управления развитием региональной электроэнергетики. Поэтому особое внимание в проводимых исследованиях было уделено разработке методических подходов к изучению закономерностей развития электроэнергетики в целях обоснования рациональной долговременной стратегии управления региональной электроэнергетики [48, 53, 97]. Это сопряжено с необходимостью разработки долгосрочных прогнозов показателей, описывающих внешние условия развития и функционирования электроэнергетики главным образом в части связи с экономикой и природной средой. В силу ряда объективных причин этим показателям свойственна, как известно, существенная степень неопределенности, возрастающая по мере увеличения заблаговременности прогнозов. Отмеченная неопределенность исходной информации в сочетании с неопределенностью системы целей (многокритериальностью задач) обуславливает эффективность применения имитационного подхода в исследованиях развития региональной электроэнергетики [48, 85].

Следует отметить, что на сегодняшний день недостаточно разработана технология системных исследований в части формирования и анализа областей решений с использованием имитационного моделирования в электроэнергетике и с обеспечением преемственности между различными классами оптимизационных и оценочных задач [48].

Развитие инструментария системных исследований, кроме модельного обеспечения, требует создания и совершенствования необходимых программно-вычислительных средств для автоматизации проводимых разработок. Однако имеющиеся программно-вычислительные средства разрознены и не охваты-

вают всей технологической схемы обоснования развития региональной электроэнергетики [86].

Значительная проблема существует в информационном обеспечении. Это касается прежде всего технико-экономических показателей энергетических объектов, которые определяются на разной методической основе и не удовлетворяют требованиям сопоставимости. Так, для повышения эффективности системных исследований может оказаться весьма полезным зарубежный опыт в части стратегического управления электроэнергетикой, проектирования развития, прогнозирования спроса на энергетические ресурсы, а также учета многокритериальности и рисков [72, 89, 158, 198].

Анализ современных методов прогнозирования развития региональной электроэнергетики с точки зрения управления ее развитием в условиях реструктуризации позволяет подойти к рассмотрению путей повышения эффективности исследования [48, 125]. В этой связи можно выделить следующие аспекты системных исследований:

- формирование критериев эффективности развития региональной электроэнергетики, учитывающих интересы субъектов системы управления социально-экономическими процессами, происходящими в регионах;
- создание методических основ моделирования развития региональной электроэнергетики;
- формирование методического подхода к прогнозированию внешних условий развития региональной электроэнергетики;
- разработка методов и моделей прогнозирования характеристик энергетических объектов в задачах развития региональной электроэнергетики;
- разработка принципов и методов исследования эффективности инвестиционных проектов в условиях неопределенности и многокритериальности;
- разработка механизма управления развитием региональной электроэнергетики.

В настоящее время во многом утрачивается смысл прежнего методического подхода, основанного на применении глобальных критериев отраслевой

эффективности. Появление новых субъектов (генерация, транспорт, распределение и др.) побуждает искать пути решения поставленных задач на основе компромисса интересов участвующих сторон. Исходя из этого можно выделить следующие наиболее важные критерии [117, 118]:

- надежность;
- социальная приемлемость;
- эффективность энергоиспользования;
- экологичность;
- реализуемость.

Переход к новой структуре электроэнергетики в наибольшей мере отражается на формировании критериев экономической эффективности. При этом известный критерий эффективности в форме интегральных затрат может использоваться для оценки эффективности развития на общекорпоративном уровне при разработке концепции, стратегии и программ развития. При обосновании инвестиционных проектов возрастает необходимость определения коммерческой эффективности решений. В этих целях могут быть использованы критерии, построенные по схеме «затраты-эффективность» и наиболее пригодные для обоснования эффективности энергообъектов. Так, основными критериями являются: 1) чистая текущая стоимость; 2) срок окупаемости; 3) внутренняя норма доходности; 4) рентабельность; 5) максимальный денежный отток; 5) норма безубыточности [45, 105, 118, 151].

Проведенный анализ позволил сформулировать положения, на которых должна базироваться методология обоснования эффективности развития региональной электроэнергетики:

- обеспечение надежного и устойчивого энергоснабжения потребителей;
- удовлетворение платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию;
- создание эффективной территориально-производственной структуры электрогенерирующих источников, а также системообразующих межрайонных электрических связей;

- реализация рационального потенциала энергосбережения;
- увязка развития и размещения электро- и теплогенерирующих источников;
- комплексная разработка вариантов нового энергетического строительства и технического перевооружения действующих энергообъектов;
- учет региональных условий энергетического строительства;
- внедрение новых технологий производства, транспорта и распределения электрической энергии;
- оценка возможности развития интеграционных процессов в электроэнергетических компаниях;
- разработка системы мониторинга угроз развитию региональной электроэнергетики;
- формирование адекватного общественного мнения по проблемам развития электроэнергетики.

Следует отметить, что прежняя технология обоснования эффективности развития энергетических объектов во многом соответствует системе централизованного управления энергетикой и предусматривает определенную иерархию задач, состоящую в следующем. Структурная политика в области развития региональной электроэнергетики, а также создание объектов межрегионального значения (топливных баз, топливно-энергетических комплексов, магистральных линий электропередач) основывались на верхних уровнях иерархии в рамках энергокомплекса страны (РАО «ЕЭС России»). При этом работы, выполняемые на региональном уровне, представляли в большей своей части «развертку» решений верхнего уровня по составу, размещению и параметрам энергетических объектов.

В условиях экономических дисбалансов эффективность развития электроэнергетических компаний должна определяться, главным образом, с региональных позиций, что определяется интересами субъектов управления. Это накладывает отпечаток на методические аспекты решения рассматриваемых задач. Так, упрощаются задачи верхнего уровня системы управления электро-

энергетикой, касающиеся конкретных энергообъектов, решаемых на корпоративном уровне. Однако возникают новые задачи обоснования концепции развития электроэнергетики.

Переход к региональному уровню исследований должен включать рассмотрение сопряженных между собой задач разработки стратегии развития электроэнергетических, территориальных энергетических программ и схем развития региональной электроэнергетики. Для учета взаимодействия систем различных уровней решение поставленных задач целесообразно осуществлять в рамках моделей развития электроэнергетических компаний.

При формировании моделей прогнозирования развития региональной электроэнергетики управляемые переменные целесообразно разделить на три группы, отнеся к первой из них переменные, характеризующие структурную политику, ко второй – описывающие состав, размещение и параметры конкретных электроэнергетических объектов, и к третьей – формирующие механизмы регулирования главным образом, тарифную и инвестиционную политику. Как известно, линейные оптимизационные модели хорошо зарекомендовали себя при обосновании структурной политики в развитии энергокомпаний. На региональном уровне ввиду отчетливо выраженной дискретности и нелинейности характеристик возможности использования линейных моделей ограничены. Более того, современные целочисленные и дискретные модели работоспособны лишь при относительно небольших размерностях решаемых задач. Отмеченные негативные моменты в значительной степени могут быть подавлены при сочетании оптимизационных с оценочными моделями. Однако достижение при этом повышения степени полноты представления характеристик электроэнергетических объектов из-за сложности моделирования практически осуществимо в случае относительно небольшого числа отбираемых вариантов [16, 140].

Учитывая изложенное, признано целесообразным создать многоуровневую систему моделей развития региональной электроэнергетики, обеспечивающих решение двух взаимосвязанных классов задач: 1) обоснование структуры

и состава электроэнергетики региона; 2) обоснование характеристик электроэнергетических объектов.

При этом первый класс задач следует отнести к оптимизационным моделям, что дает возможность обеспечить необходимую полноту и комплексность исследований территориально-производственных систем (при большом числе переменных и ограничений). Второй класс задач займут оценочные модели обоснования, размещения и основных параметров электроэнергетических объектов на основе сопоставления альтернативных вариантов развития.

На региональном уровне существенно расширяется круг прогнозируемых показателей, характеризующих внешние условия развития и функционирования региональной электроэнергетики. Это обуславливается особенностями решаемых на данном уровне задач обоснования состава, размещения и оптимизации основных параметров электроэнергетических объектов, базирующихся на обширной информации о будущих условиях развития региональной электроэнергетики. Одновременно возрастает степень территориальной дифференциации показателей, что осложняет прогнозирование, так как возрастает влияние факторов неопределенности, а это в свою очередь вызвано необходимостью дополнительного учета связей внутри энергетического и экономического комплекса региона.

Для региональной электроэнергетики характерно наличие сильных связей с электроэнергетической системой России, энергопотребляющими и топливно-энергетическими системами, а также с природной средой.

В ходе реформирования большую роль приобретают горизонтальные (прямые и обратные) связи, действующие непосредственно на региональном уровне, при этом вертикальные связи в значительной степени будут ослаблены. Отмеченные особенности проявляются двояким образом: с одной стороны, в необходимости учета дополнительных неоднозначных ограничений на развитие и размещение объектов, с другой – в появлении специфических региональных критериев (экономических и экологических).

На региональном уровне требуется высокая детализация областей решений, позволяющая повысить обоснованность региональных планов развития и обеспечить преемственность с конкретным проектированием ТЭС и электрических сетей, так как возрастает важность более строго учета нелинейности и дискретности характеристик электроэнергетических объектов [16, 116].

При формировании рыночных механизмов в электроэнергетике оптимизационные модели, разработанные для федерального уровня [97], могут найти свое применение в решении задач на региональном уровне при дальнейшем совершенствовании как в части критериальных подходов, так и в части способов представления и агрегирования информационного обеспечения решаемых задач. Основная причина обращения к имитационным моделям определяется эффективностью их применения в условиях, когда формальные оптимизационные методы малоэффективны, а прямой натуральный эксперимент осуществить трудно или невозможно. Наиболее распространенные определения им даны Р. Шенноном и Т. Нейлором [6, 186].

При этом также необходимо отметить и то, что применение имитационного подхода характерно для решения задач развития электроэнергетики на уровне электроэнергетических компаний, а специфика развития отрасли в настоящее время находится на более низком иерархическом уровне – на уровне энергообъектов [85]. Для решения задач на этом уровне целесообразно использование оценочных моделей, в основе которых лежит широко известная в мировой практике методика по обоснованию эффективности инвестиционных проектов – ЮНИДО [18, 105, 114, 121]. На сегодняшний день идеология построения оценочных моделей в электроэнергетике на основе методики ЮНИДО является недостаточно разработанной, а такие вопросы, как оценка рисков с использованием оценочных моделей применительно к энергообъектам, являются мало изученными.

Учитывая изложенные обстоятельства, разработка механизма управления развитием электроэнергетики и переход к региональному уровню исследования порождают следующие вопросы [53, 118]:

- выявление совокупности задач оптимизации структуры генерирующих мощностей электроэнергетических компаний, а также рациональной последовательности их решения;
- формулировка критерия оптимизации;
- прогнозирование показателей внешних условий будущего развития электроэнергетики;
- разработка методов и моделей оптимизации и анализа получаемых решений с учетом неопределенности и многокритериальности;
- разработка методов и моделей оценки финансовой и экономической эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом рисков;
- применение методов многомерной статистики для оценки уровня угроз развитию региональной электроэнергетики.

Для решения вышеуказанных задач целесообразна разработка специализированной региональной системы управления развитием региональной электроэнергетики, охватывающей перечисленный круг вопросов. Эта система должна быть построена с выделением специфических направлений исследований, под которыми понимаются направления характеризующихся большой широтой охвата разнородных связей, а также внешние связи с региональной экономикой и реализуемые, как правило, в рамках всего региона или электрогенерирующих компаний. Исходя из технологии исследований целесообразно выделение следующих направлений:

- мониторинг развития региональной электроэнергетики;
- формирование эконометрических моделей показателей электроэнергетики региона;
- оптимизация общей структуры и размещения генерирующих источников электроэнергетических компаниях;
- обоснование финансовой и экономической эффективности инвестиционных проектов в электроэнергетике с учетом рисков.

Реализация всех этих направлений исследований в рамках одной модели, как показал опыт, малоэффективна в основном из-за недостаточной разрабо-

танности математического аппарата и несовершенства специализированных пакетов прикладных программ [6, 12, 13, 53]. Поэтому возникла необходимость разработки специализированных экономико-математических моделей для каждой из этих задач.

Для эффективного функционирования механизма управления развитием региональной электроэнергетики в условиях экономически дисбалансов большое значение приобретает комплексный подход к разработке системы мониторинга развития электроэнергетики. При этом должны быть определены основные задачи мониторинга, выявлены угрозы и определены объекты мониторинга.

В рамках этого подхода должны быть разработаны направления и антикризисные мероприятия по сценариям унижения уровня кризисности в региональной электроэнергетике, позволяющие провести наиболее эффективное распределение инвестиционных ресурсов, а также для повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов, адаптируемости энергопотребляющих систем и надежности систем электроэнергетики [53].

Предлагаемый методический аппарат, необходимый для оценки процессов управления развитием региональной электроэнергетики, состоит из следующих элементов [54]:

- 1) разработка системы мониторинга развития региональной электроэнергетики (гл. 2);
- 2) прогнозирование показателей региональной электроэнергетики (гл. 3);
- 3) модельно-методический комплекс оценки эффективности развития электрогенерирующих компаний (гл. 4);
- 4) концептуальные основы механизма управления развитием региональной электроэнергетики (гл. 5);

Методы анализа и мониторинга развития региональной электроэнергетики базируются на комплексном подходе к оценке качества инвестиционных процессов в электроэнергетике региона. В его основе лежит классификация

территорий региона по уровням кризисности электроэнергетики с помощью системы индикаторов. Концепция мониторинга развития региональной электроэнергетики включает в себя следующие задачи: 1) выявление состава, характера и остроты угроз развитию электроэнергетики, особенностей их проявления, а также локализации на современном этапе и в прогнозный период; 2) диагностика существующего и ожидаемого уровней кризисности в электроэнергетике; 3) подготовка необходимой информации для обоснования и выбора эффективных решений по нейтрализации угроз развитию региональной электроэнергетике [67].

Вследствие возросшей роли энергетических факторов в функционировании народнохозяйственного комплекса и обеспечении жизнедеятельности населения одним из важнейших вопросов становится разработка методического аппарата прогнозирования основных показателей региональной электроэнергетики для решения задач развития региональных энергосистем и, в частности, для обеспечения экономической безопасности региона, в перспективный период и определения оптимальных сценариев выхода из кризиса в социально-экономической и промышленной сферах. Многообразие форм взаимодействия топливно-энергетического комплекса с социально-экономическими системами, необходимость исследования множества альтернативных вариантов их развития, а также высокая степень инерционности, присущая народнохозяйственным процессам, создают известные предпосылки для формирования имитационной системы управления развитием электроэнергетики региона с учетом требований надежности и безопасности. Для этих целей предпринята попытка формирования блока прогнозирования на базе эконометрических моделей, описывающих взаимосвязи между показателями энергетики и социально-экономическими показателями региона [48, 52].

В рамках модельно-методического комплекса разрабатываются: 1) оптимизационная объектно-структурная модель; 2) методы и модели оценки эффективности развития ТЭС.

Оптимизационная объектно-структурная модель позволяет выявлять нерациональную структуру мощностей электрогенерирующей компании с учетом взаимосвязей, обеспечивающих необходимую увязку с формированием и развитием энергетического комплекса региона. Кроме этого формируется область наиболее эффективных вариантов развития тепловых электростанций для проведения рациональной инвестиционной политики в отрасли. В основу оптимизации положена динамическая экономико-математическая модель, описывающая в виде переменных возможные варианты развития тепловых электростанций, их структуру и в виде уравнений и неравенств – производственные связи системы и действующие в ней ограничения. В качестве функционала используется заданный критерий оптимальности (например, интегральные затраты) [48, 51, 108].

Методы и модели оценки эффективности развития ТЭС позволяют формировать рациональную инвестиционную политику по их техническому перевооружению. Проблемы технического перевооружения электрогенерирующих источников носят комплексный (системный) характер и их решение должно основываться на возможных альтернативах развития электроэнергетики в части продления сроков службы и обновления оборудования существующих объектов в сопоставлении с новым энергетическим строительством. Проведение таких исследований требует разработки соответствующего методического обеспечения, позволяющего учитывать влияние будущих условий развития экономики и топливно-энергетического комплекса, а также социальные и экологические факторы. С применением оценочных моделей определяется экономическая и финансовая эффективность технического перевооружения и строительства новых ТЭС с учетом факторов многокритериальности и неопределенности исходной информации. На основе этого даются рекомендации по выбору вариантов развития ТЭС электроэнергетических компаний [45, 139].

Процесс управления развитием региональной электроэнергетики предполагает формирование соответствующего механизма, целью которого является выбор варианта развития электрогенерирующих и электросетевых компаний

региона. Механизм управления развитием региональной электроэнергетики может послужить основой для проектирования развития электроэнергетических систем на ближайшую перспективу, проектирования отдельных энергетических объектов и определения требований к смежным отраслям промышленности, включая основные направления НТП в электроэнергетике, а также для выявления инвестиционных возможностей региона и энергокомпаний. Кроме того, необходимо также учесть критерии управления развитием и функционированием региональной электроэнергетики и эволюции ее организационных форм (новых энергокомпаний) с учетом прав субъектов экономики. При этом должны учитываться современные экономические условия развития страны и усиливающееся влияние на развитие электроэнергетики социальных и экологических факторов. Механизм управления развитием региональной электроэнергетики, таким образом, должен основываться на определении рациональных путей развития при различных внешних условиях и выявлении общих тенденций развития [33, 84, 192, 193].

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

2.1. Концепция формирования и функционирования системы мониторинга развития региональной электроэнергетики

Создание научно-методических основ управления развитием региональной электроэнергетики связано с формированием системы мониторинга ее развития, которая обеспечит устойчивое развитие отрасли в условиях экономических дисбалансов и усилит рыночные механизмы регулирования [124].

Концептуально, процесс мониторинга развития региональной электроэнергетики заключается в информационно-аналитическом обеспечении контрольных, координационных и программных функций региональных государственных органов управления электроэнергетикой, менеджмента энергокомпаний и потребителей.

Эффективность организации мониторинга развития региональной электроэнергетики определяется тем, насколько она удовлетворяет требованиям системности, т.е. то насколько в ней взаимно увязываются и учитываются [67, 123, 124]:

- цели и задачи мониторинга;
- состав объектов мониторинга;
- формирование субъектов системы управления региональной электроэнергетикой;
- требования организационного, информационного и аналитического обеспечения и наполнения;
- доведение результатов анализа до разработки направлений и антикризисных мероприятий по повышению уровня развития региональной электроэнергетики и создания механизмов их реализации.

Система мониторинга развития региональной электроэнергетики должна обеспечивать выполнение следующих основных задач:

- выявление состава, источников, характера и остроты угроз, а также особенностей их проявления и локализации на современном этапе и в прогнозируемый период;

- оценка (диагностика) существующего и ожидаемого уровней кризисности в отрасли;

- подготовка необходимой информации для обоснования и выбора эффективных решений по нейтрализации угроз развитию электроэнергетики региона.

При этом система мониторинга должна быть обеспечена соответствующими организационными и правовыми формами.

Исходя из характера решаемых задач в системе мониторинга выделяются три взаимосвязанных блока [124]:

- информационный блок;

- аналитический блок;

- блок реализации.

Первые два из указанных блоков обеспечивают отслеживание показателей и проведение индикативного анализа, а также прогнозирование уровней кризисности в электроэнергетике региона.

На рис. 2.1 показана общая схема мониторинга развития региональной электроэнергетики, учитывающая сопряжение с другими подсистемами безопасности [124].

В результате мониторинга развития региональной электроэнергетики должны обеспечиваться:

- непрерывное наблюдение за всей совокупностью процессов влияющих на развитие отрасли с позиции угроз ее устойчивому развитию;

- формирование на этой основе системы показателей (индикаторов), характеризующих условия развития;

- диагностика состояния электроэнергетики региона с анализом влияния инвестиционных факторов экономику региона;

- прогнозирование будущих состояний развития;

– разработка системы антикризисных мероприятий и нейтрализации угроз с оценкой их эффективности.



Рис. 2.1. Схема мониторинга развития региональной электроэнергетики

Анализ задач, объектов и методов мониторинга развития региональной электроэнергетики позволяет сформулировать следующие основные его принципы [124]:

1. Подчиненность задач управления более общей проблеме управления экономикой региона.
2. Многоотраслевой характер проблемы, обусловленный тем, что часть объектов мониторинга требует отслеживания ситуации, во всех основных от-

раслях экономики исходя их требований и сбалансированного развития (в части энергопотребления).

3. Непрерывность идентификации процессов и явлений, определяющих угрозы развитию.

4. Заблаговременность принятия решений по упреждению и нейтрализации действия угроз развитию. Это требование определяется чрезвычайно высокой инерционностью инвестиционных процессов в электроэнергетике, что обусловливается высокой длительностью жизненных циклов инвестиций, а также сроками реализации мероприятий по структурной технологической перестройке основных отраслей экономики. В результате мониторинг развития должен осуществляться с заблаговременностью 10-15 лет и более.

5. Комплексный (многокритериальный) характер антикризисных мероприятий по нейтрализации угроз развитию в отраслевых и социально-экономических системах, состоящий в наличии существенных сопряженных эффектов экономического, социального и экологического, характера. Отсюда возникают проблемы многокритериального анализа мероприятий.

6. Сочетание административно-правовых и финансово-экономических методов и механизмов управления процессом развития на основе разработки организационных структур управления и совершенствования правовой системы мониторинга.

Исходя из перечисленных принципов мониторинг развития региональной электроэнергетики должно осуществляться в рамках единой территориально-отраслевой системы.

Формирование организационных структур мониторинга базируется на содержательном анализе процедур диагностики состояния развития. Ввиду специфики анализа на региональном уровне, возникает необходимость в создании технологической схемы мониторинга. На рис. 2.2 приведена технологическая схема мониторинга развития электроэнергетики региона, включающая четыре этапа работ [123, 124]:

1. Первичная информация, необходимая для мониторинга.

2. Формирование показателей по объектам мониторинга.
3. Проведение индикативного анализа.
4. Разработка мероприятий по нейтрализации угроз.



Рис. 2.2. Технологическая схема мониторинга развития региональной электроэнергетики

При формировании блока 1 важно обеспечить полноту, достоверность и своевременность поступления информации, а также ее первичную обработку и систематизацию в территориально-временном разрезе. В соответствии с задачами мониторинга выделяются два основных уровня территориальной иерархии: федеральный и региональный. В свою очередь в региональном уровне выделяются два подуровня: субъектов Федерации и энергокомпаний.

Во временном разрезе необходимо накопление информации, характеризующей: 1) современное состояние экономики и инвестиционной сферы; 2) динамику изменения за ретроспективный период; 3) ожидаемое развитие в пер-

спективе. Последнее выполняется на основе прогнозов и программ социально-экономического развития территорий и энергокомпаний региона.

В рамках каждого объекта мониторинга необходимо разработать собственную методику наблюдения, сбора и обработки первичных данных, учитывающую его специфику и обеспечивающую сопоставимость расчетных значений частных и синтетических показателей для индикативного анализа, формируемых в блоке 2.

Блок индикативного анализа занимает центральное место в диагностической системе, в котором осуществляется количественная оценка уровней кризисности. Для этих целей предусматривается использование специальных методов индикативного анализа. В результате не только определяется состояние территорий по степени действия угроз, но и выполняется их ранжирование по уровням.

Следует отметить, что диагностика состояния электроэнергетики по своему характеру относится к имитационной системе [65, 81, 82], так как в ней используется сочетание регулярных методов с эвристическими процедурами, основанными на применении методов экспертного анализа. Основные задачи привлекаемых экспертных групп следующие:

- оценка полноты частных и синтетических показателей индикативного анализа по объектам мониторинга с установлением связи между этими показателями;
- выявление состава индикативных показателей;
- оценки пороговых значений для индикативных показателей с учетом требований устойчивого развития и реальных экономических возможностей региона и энергокомпаний;
- разработка сценариев развития экономики региона;
- формирование антикризисных мероприятий в региональной электроэнергетике.

Для системы диагностики состояния региональной электроэнергетики принципиальное значение имеет определение критических(пороговых, опас-

ных, предельно допустимых) уровней индикаторов, несоблюдение (превышение или недостижение) которых приводит к началу разрушительных, нерегламентированных процессов в электроэнергетике. Такие индикаторы ситуаций могут проявляться как отдельно, так и в сочетании с другими показателями, усиливающими негативные последствия. Это привело к необходимости установить для индикаторов два пороговых уровня: первый уровень, который может стать критическим только в совокупности с другими индикаторами, а второй уровень, преодоление которого независимо приведет к наступлению кризисной ситуации. В последствии диагностики состояния региональной электроэнергетики весьма важно учесть круг индикаторов, ответственных за возникновение и развитие кризисных явлений. Это дает возможность установить причины кризисности и сконцентрировать ресурсы для нейтрализации угроз развитию на наиболее опасных звеньях, обеспечивая тем самым повышение эффективности управления электроэнергетикой региона.

Определение эффективности антикризисных мероприятий (блок 4) по нейтрализации угроз выполняется на основе применения сценарного подхода. Это требует разработки сценариев развития экономики и прогнозирования показателей инвестиционной активности в электроэнергетике. Кроме того, в этом блоке требуется оценивать не только основные, но также сопряженные эффекты (экономические, социальные, экологические) и тем самым получать комплексные оценки эффективности антикризисных мероприятий.

2.2. Методы диагностики состояния региональной электроэнергетики

Основной целью диагностики состояния региональной электроэнергетики является установление степени действия угроз ее развитию, выявление причин их появления, а также определение возможностей и способов противодействия угрозам. Достижение поставленных целей возможно лишь при глубоком анализе состояния региональной электроэнергетики, что возможно за счет применения методов системного подхода и системного анализа.

Основные этапы методического подхода к диагностике состояния региональной электроэнергетики, учитывающие специфику решаемой задачи, приведены на рис. 2.3 [53, 67].



Рис. 2.3. Схема диагностики состояния региональной электроэнергетики

1. *Определение и классификация угроз развитию*

Выявление угроз развитию региональной электроэнергетики является одним из важных начальных этапов диагностики, поскольку способность безоб- вально реагировать, своевременно ликвидировать, нейтрализовать, упреждать появление угроз является главным признаком устойчивого развития. Для успешного противодействия угрозам необходимо наличие запаса прочности си- стемы в условиях возможных и появляющихся возмущающих воздействий, что позволит, адекватно реагировать на возмущающие воздействия и динамику накопления угроз.

В течение последних лет идет накопление угроз развитию региональной электроэнергетики, которые усиливаются, прежде всего, из-за сложности процессов инвестирования в отрасль.

Основные классификационные признаки факторов кризисности в электроэнергетике следующие:

- нехватка, чаще всего отсутствие финансовых ресурсов для финансирования экономически и социально важных инвестиционных проектов в электроэнергетике;
- неэффективность приватизации энергетических предприятий;
- несовершенство налогового законодательства и тарифной политики в электроэнергетике;
- большая вероятность неплатежей за поставленную энергию;
- слабая конкурентная среда в электроэнергетике;
- низкая правовая защищенности потенциальных инвесторов в электроэнергетике;
- усиление центробежных тенденций в развитии электроэнергетики;
- ослабление государственного регулирования в электроэнергетике.

Таким образом, можно отметить, что факторы кризисности проявляются в самых различных формах – экономических, политических, правовых, организационных, технологических и т.д.

2. Определение и группировка объектов мониторинга развития

В соответствии со схемой диагностики можно выделить следующие группы объектов мониторинга развития региональной электроэнергетики:

- инвестиционной деятельности;
- инновационной деятельности;
- организационно-структурной и правовой деятельности;
- инвестиционных рисков;
- интеграции инвестиционной деятельности.

Объекты инвестиционной деятельности характеризуют обеспеченность системы финансовыми ресурсами, необходимыми для развития. При рассмотрении объектов этой группы необходимо учитывать необходимость в потребности финансовых средств, перспективности и эффективности их вложения в инвестиционные проекты, имеющие большое значение для развития региональной электроэнергетики.

Объекты инновационной деятельности – это широкая группа объектов, характеризующих результативность электроэнергетики, ее возможности в части доведения научного достижения до практической реализации, а также технологическое состояние этого процесса. К ним относятся показатели, характеризующие состояние исследований, разработок по созданию новых технологий и техники, процесса освоения достижений науки и технологии, его соответствие международным требованиям и стандартам, перспективы внедрения результатов исследовательской деятельности в практику.

Объекты организационно-структурной и правовой деятельности определяют общую структуру потенциальных инвесторов и видов инвестиционной деятельности. Эти объекты относятся к регулируемым в процессе организации инвестиционной инфраструктуры. Сюда же включаются показатели, характеризующие направления и уровень организационной деятельности по управлению инвестиционными процессами. К этой же группе целесообразно отнести объекты, характеризующие уровень правовой защиты инвесторов.

Объекты инвестиционных рисков определяют возможные потери, связанные с неправильным вложением финансовых средств. Трудности их оценки определяются большим влиянием факторов неопределенности, связанным со многими причинами: отсутствием накопленного опыта, неопределенностью прогнозов, малой вероятностью расчетных ситуаций при большой тяжести последствий, недостаточным знанием закономерностей и т.д.

Объекты интеграции инвестиционной деятельности определяют степень интегрированности и сотрудничества в области инвестиций. При этом можно выделить три уровня интеграции: 1) межрегиональная; 2) корпоративная;

3) межотраслевая. К объектам инвестиционного сотрудничества относится также кооперация между различными собственниками капитала – государством и частными отечественным, а также иностранными инвесторами. Степень успеха (или, наоборот, потерь) в области коммерческой деятельности в инвестиционной сфере определяется также конкурентоспособностью и экономической эффективностью инвестиций.

В табл. П.1.1 показан состав объектов мониторинга, приведенный в соответствии с данной выше классификацией.

3. Формирование совокупности показателей, необходимых для диагностики (табл. П.1.2)

Совокупность показателей состоит из двух типов показателей:

– показатели критериального типа, по значениям которых можно делать суждения о состоянии электроэнергетики. Эти показатели служат индикаторами угроз развитию и могут также называться индикативными показателями;

– показатели, непосредственно формирующие индикативные показатели, и показатели управляющих воздействий, изменение которых оказывает непосредственное действие на индикативные показатели.

Все показатели, используемые для диагностики состояния региональной электроэнергетики можно подразделить на показатели федерального и регионального типа, хотя большинство из них относятся одновременно к нескольким уровням, и по-разному на них себя проявляют. В табл. П.1.2 приведен перечень показателей, на основе которых сформирована база данных для диагностики. Разработанная база данных программно связана с алгоритмом индикативного анализа, что позволило проводить обработку больших массивов информации, как в территориальном, так и временном разрезах и повысить точность получаемых результатов диагностики.

В качестве информационного обеспечения для наполнения базы данных, служили статистические (данные территориальных комитетов статистики) отраслевые (данные энергокомпаний) источники информации.

4. Формирование индикативных показателей и блоков диагностики (прил. 1.1)

Этот этап является начальным в процессе непосредственной диагностики состояния региональной электроэнергетики. Вся совокупность индикативных показателей разбивается на блоки для более углубленного анализа и удобства диагностики.

Индикативные блоки в определенной степени отражают группировку объектов мониторинга развития региональной электроэнергетики. Они формируются на основе следующих принципов:

- отражение определенных наиболее общих аспектов угроз развитию;
- выделение наиболее существенных объектов мониторинга, которые могут быть отнесены к объектам критериального типа;
- агрегирование объектов мониторинга по общности их природы и направленности воздействия на процесс развития;
- возможность информационной поддержки показателей, определяющих значение рассматриваемого индикативного показателя;
- удобство или возможность классификации состояний для объектов мониторинга в количественной или качественной форме.

С учетом этих принципов предложено образовать следующие индикативные блоки для проведения диагностики состояния региональной электроэнергетики:

- финансово-экономический блок;
- блок оценки состояния основных производственных фондов;
- энергетический блок;
- социально-экологический блок.

5. Проведение индикативного анализа по каждому индикативному блоку.

6. Проведение индикативного анализа по ситуации в целом.

7. Обобщение и анализ результатов диагностики.

2.3. Разработка методики индикативного анализа для классификации состояния региональной электроэнергетики

Индикативный анализ необходим для классификации состояний региональной электроэнергетики является определение уровней кризисности по каждому индикативному блоку с последующим отнесением состояния к определенному классу по степени тяжести ситуации. При этом выделяются следующие уровни (зоны) кризисности: нормальное (Н), предкризисное (ПК) и кризисное состояние (К). Ниже приведены основные принципы, по которым проведена классификация состояний.

– нормальное состояние характеризуется отсутствием угроз развитию или таким слабым их влиянием, которое упреждается плановыми действиями системы управления либо рыночными регулируемыми процессами;

– предкризисное состояние означает существенное действие угроз. В таком состоянии требуется проводить срочные, порой высокочатратные действия по нейтрализации и устранению возникающих угроз. Эти действия, как правило, находятся в пределах собственных ресурсных возможностей энергокомпаний. Однако недостаточно энергичные мероприятия по выводу системы из предкризисного состояния либо промедление с их выполнением чреваты усилением угроз дальнейшему развитию и ослаблением сопротивляемости системы действию угроз, в результате чего система может перейти в следующее, кризисное состояние;

– кризисное состояние характеризуется настолько значительным ослаблением сопротивляемости угрозам, что система не в состоянии в короткий срок справиться с ними собственными силами. Для ее вывода из кризисного состояния требуется помощь извне и такая мобилизация собственных ресурсов, которая далеко уводит систему от состояния оптимального функционирования. Кризисное состояние грозит потерей устойчивости развития системы либо, в тяжелых случаях, приводит к ее разрушению.

Как показал опыт автора в диагностировании, деление уровней кризисности на три зоны слишком слабо дифференцирует качественное состояние системы, не позволяя в достаточной степени установить глубину промедления в реагировании на негативное развитие ситуации. Поэтому целесообразно внутри зон предкризисного и кризисного состояний выделить по три подзоны (подуровня), различающихся стадиями углубления кризиса.

В методике индикативного анализа используется понятие «расстояние в многомерном пространстве» для этого необходимо исходную информацию отнормировать. Нормировка по координате x проводится по формуле [10]

$$x_i^H = \frac{x_i - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}, \quad (2.1)$$

где x_i^H – отнормированное значение i -й точки по координате x ; x_i – значение i -й точки по координате x ; x_{\min} – минимальное значение координаты x в выборке; x_{\max} – максимальное значение координаты x в выборке.

Индикативный анализ включает в себя одиннадцать этапов, схема проведения которого показана на рис. 2.4.

Этап 1. Для разделения ситуации по степени кризисности на классы – Н, ПК, К проводится классификация объектов (индикативных показателей) по отдельным группам при этом применяется формальная многомерная статистическая процедура – кластерный анализ [60, 75, 196, 200]. Разработанная методика кластерного анализа, учитывающая специфику диагностики представлена в прил. 1.2.

Этап 2. Процедура дискриминантного анализа используется для определения пороговых значений между основными классами – классами нормальных и предкризисных состояний и между классами предкризисных и кризисных состояний, представлена в прил. 1.3.

Этап 3. На этом этапе индикативного анализа проводится определение пороговых значений между основными зонами кризисности (ПК, К) для каждого индикативного блока.

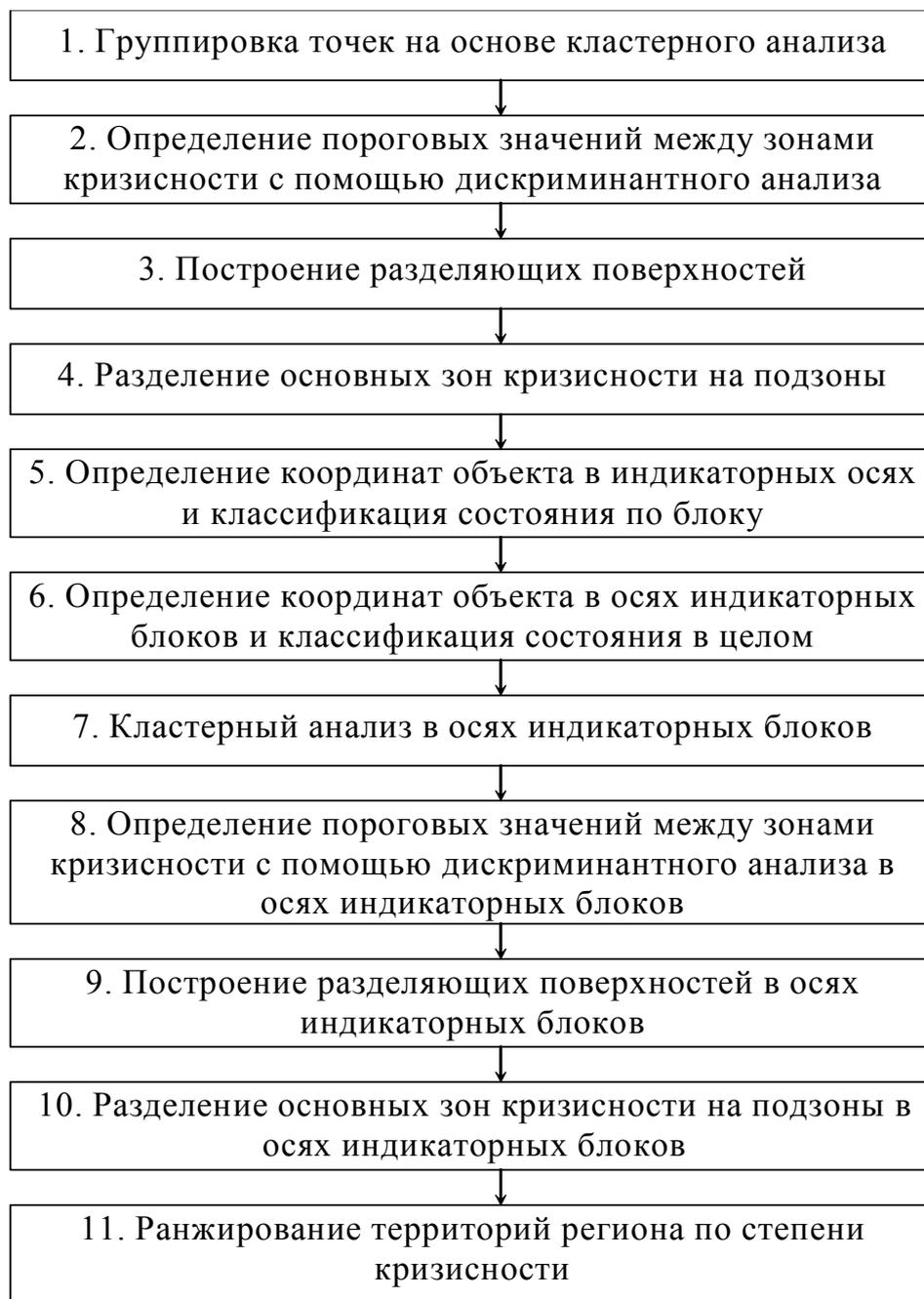


Рис. 2.4. Схема проведения индикативного анализа

Определение пороговых значений и разделение на зоны и подзоны кризисности проводится с использованием метода секущих гиперповерхностей – авторского метода «секущего гипершара», уравнение которого в n -мерном пространстве с центром в начале координат выглядит следующим образом [10, 67]:

$$X_{j1}^2 + X_{j2}^2 + \dots + X_{jn}^2 = R^2, \quad (2.2)$$

где X_{j1} , X_{j2} и X_{jn} – координаты в n -мерном пространстве для j -го индикативного блока; R – радиус гипершара.

Следует отметить также и то, что применение гипершара в качестве разделяющей поверхности позволяет точно проследить взаимное изменение значений индикаторов при смещении точки кризисности по поверхности.

Этап 4. На данном этапе проводится разделение зоны предкризисного состояния на подзоны (рис. 2.5): 1) начальный предкризис (ПК1); 2) развивающийся предкризис (ПК2); 3) критический предкризис (ПК3); зоны кризисного состояния на следующие подзоны: 1) нестабильный кризис (К1); 2) угрожающий кризис (К2); 3) чрезвычайный кризис (К3).

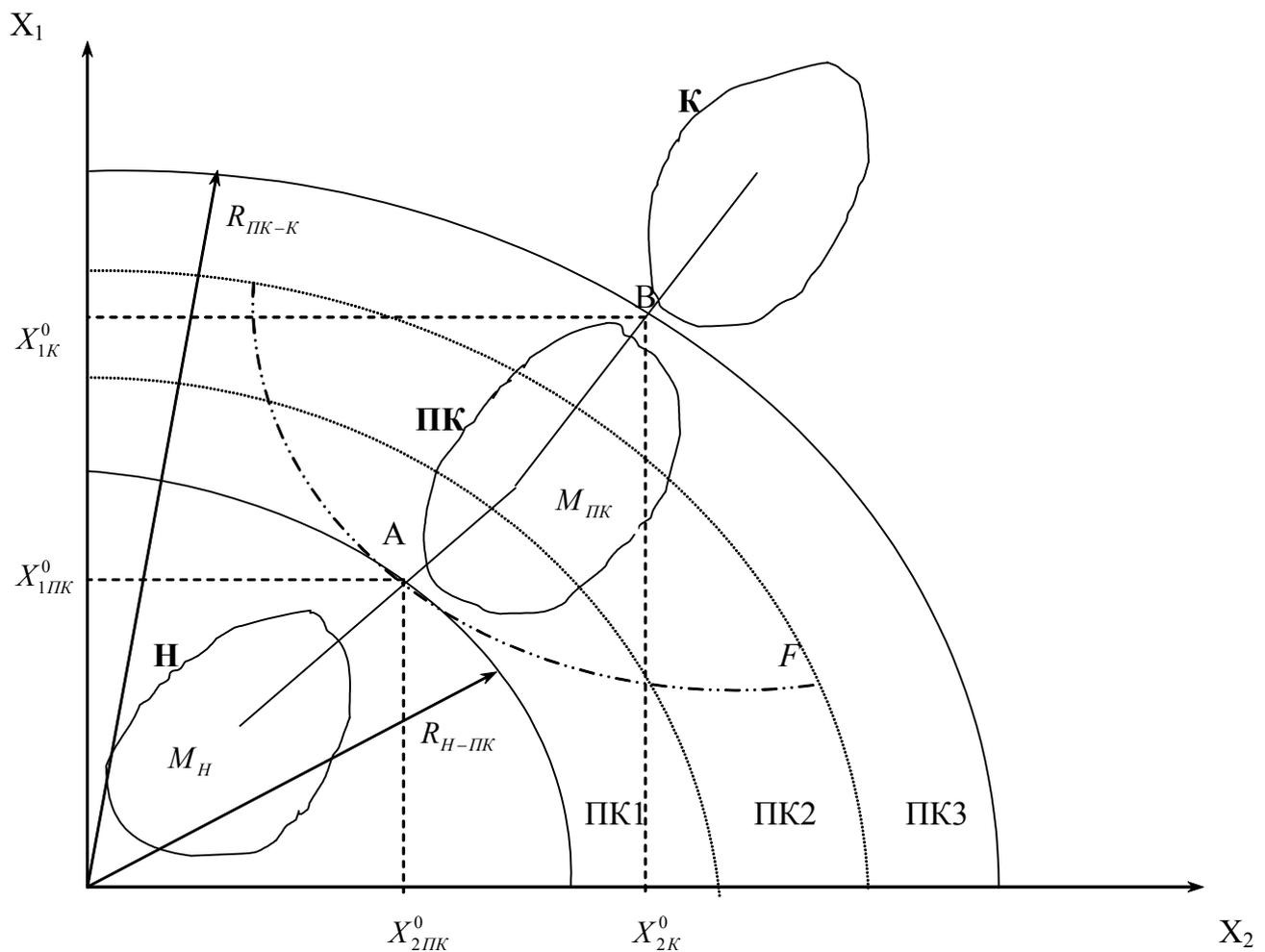


Рис. 2.5. Классификация состояния объекта по степеням кризисности

Разбиение основных зон кризисности на подзоны проводится с использованием метода «секущего гипершара» по следующим формулам [67]:

$$R_{ПК1} = R_{Н-ПК}, \quad (2.3)$$

$$R_{ПК2} = (R_{ПК-К} - R_{Н-ПК})/3 + R_{Н-ПК}, \quad (2.4)$$

$$R_{ПК3} = 2 \cdot (R_{ПК-К} - R_{Н-ПК})/3 + R_{Н-ПК}, \quad (2.5)$$

$$R_{К1} = R_{ПК-К}, \quad (2.6)$$

$$R_{К2} = (\sqrt{n} - R_{ПК-К})/3 + R_{ПК-К}, \quad (2.7)$$

$$R_{К3} = 2 \cdot (\sqrt{n} - R_{ПК-К})/3 + R_{ПК-К}, \quad (2.8)$$

где $R_{Н-ПК}$ и $R_{ПК-К}$ – радиусы поверхностей, разделяющих основные зоны кризисности: нормальную – предкризисную и предкризисную – кризисную соответственно; n – число индикаторов в блоке.

Этап 5. На данном этапе проводится определение координат объектов в индикаторных осях.

Далее даются пояснения к выполнению этапов 4 и 5.

Исходя из требований построения гипершара необходимо проведение масштабирования осей таким образом, чтобы радиус гипершара, определяющий пороговый уровень, был равен 1. При этом должны быть рассмотрены два случая для двух основных порогов [53, 67]:

а) нормирование для порога, разделяющего классы нормальных и предкризисных состояний (Н – ПК):

$$X_{iПК}^H = \frac{X_i}{X_{iПК}^0}, \quad (2.9)$$

где X_i – исходное значение индикатора i ; $X_{iПК}^0$ – значение порога Н - ПК.

б) нормирование для порога, разделяющего классы предкризисных и кризисных состояний:

$$X_{iК}^H = \frac{X_i}{X_{iК}^0}, \quad (2.10)$$

где $X_{iК}^0$ – значение порога ПК – К.

Если требуется проведение более детальной классификации объектов, т.е. разделение зон кризисности ПК и К на три подзоны, то должны быть использованы те же формулы, только вместо $X_{iПК}^0$ применяется $X_{iПК1}^0, X_{iПК2}^0, X_{iПК3}^0$, а для кризисной зоны вместо $X_{iК}^0$ применяется $X_{iК1}^0, X_{iК2}^0, X_{iК3}^0$.

Для определения состояния по блоку j необходимо определение расстояния от начала координат до объекта в осях индикаторов i по следующему выражению:

$$X_{jim}^H = \sqrt{(X_{j1m}^H)^2 + \dots + (X_{jim}^H)^2 + \dots + (X_{jnm}^H)^2}, \quad (2.11)$$

где $m = Н, ПК1, ПК2, ПК3, К1, К2, К3$, $i = \overline{(1, n)}$.

При этом процесс классификации состояния объектов должен проводиться итерационно. На первом шаге для порога Н – ПК после построения гипершара выделяются и исключаются из рассмотрения точки, относящиеся к нормальному состоянию. На втором шаге строится гипершар ПК – К и проводится разделение объектов, находящихся в ненормальном состоянии, на предкризисные и кризисные. Для классификации состояния объектов с учетом подзон кризисности процедура разделения объектов проводится аналогично.

В результате этого определяются правила классификации состояния для блока j , которые представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Правила классификации состояния для блока j

Шаг	Соотношение нормированных значений индикаторов и пороговых уровней	Характер ситуации (зона, подзона)
1	$0 \leq X_{jiН}^H < 1$	Нормальная (Н)
2	$X_{jiПК1}^H < 1$	Начальный предкризис (ПК1)
3	$X_{jiПК2}^H < 1$	Развивающийся предкризис (ПК2)
4	$X_{jiПК3}^H < 1$	Критический предкризис (ПК3)
5	$X_{jiК1}^H < 1$	Нестабильный кризис (К1)
6	$X_{jiК2}^H < 1$	Угрожающий кризис (К2)
7	$X_{jiК3}^H \geq 1$	Чрезвычайный кризис (К3)

Далее определяются правила классификации состояния для ситуации в целом, которые представлены в табл. 2.2.

Правила классификации состояния для ситуации в целом

Шаг	Соотношение нормированных значений блоков и пороговых уровней	Характер ситуации (зона, подзона)
1	$0 \leq X_{jH}^H < 1$	Нормальная (Н)
2	$X_{jPK1}^H < 1$	Начальный предкризис (ПК1)
3	$X_{jPK2}^H < 1$	Развивающийся предкризис (ПК2)
4	$X_{jPK3}^H < 1$	Критический предкризис (ПК3)
5	$X_{jK1}^H < 1$	Нестабильный кризис (К1)
6	$X_{jK2}^H < 1$	Угрожающий кризис (К2)
7	$X_{jK3}^H \geq 1$	Чрезвычайный кризис (К3)

Этап 6. В рамках этого этапа проводится определение координат объекта в осях индикаторных блоков.

Методика определения координат и классификация объектов аналогична этапам 4 и 5, с тем лишь различием, что оси индикаторов (i) заменяются на оси блоков (j). При этом состояние в целом определяется по выражению

$$X_{jm}^H = \sqrt{(X_{1m}^H)^2 + \dots + (X_{jm}^H)^2 + \dots + (X_{nm}^H)^2}, \quad (2.12)$$

где $m = H, PK1, PK2, PK3, K1, K2, K3$, $j = \overline{(1, n)}$.

Методический подход к проведению *этапов 7, 8, 9 и 10* аналогичен этапам 1, 2, 3 и 4, но при их выполнении используются оси индикаторных блоков.

Этап 11. На заключительном этапе проводится ранжирование объектов. Ранжирование проводится в две стадии. На первой стадии проводится качественное ранжирование объектов на основе оценки характера ситуации – от нормального состояния (Н) до стадии критического кризиса (К3). Затем на второй стадии, в случае если два объекта имеют одинаковую оценку характера ситуации, их ранжирование проводится на основе расстояния, полученного по формулам (2.11) и (2.12), при этом чем меньше расстояние, тем лучше ситуация, в которой оказался объект.

2.4. Диагностическая картина состояния региональной электроэнергетики

В данном параграфе приводятся результаты апробации разработанной методики индикативного анализа, и показывается сравнительный анализ уровней кризисности электроэнергетики следующих территорий: Свердловская, Курганская, Челябинская области и Пермский край.

Диагностика состояния электроэнергетики этих территорий проведена по четырем индикативным блокам: финансово-экономический блок, блок оценки состояния основных производственных фондов, энергетический блок и социально-экологический блок.

В соответствии с разработанной методикой диагностики для классификации состояний по степени тяжести, приняты следующие оценки ситуаций: нормальная, предкризисная и кризисная. В свою очередь предкризисная зона разбивается на три подзоны (соответственно предкризис – начальный, развивающийся и критический) и кризисная зона также разбивается на три подзоны (соответственно кризис – нестабильный, угрожающий и чрезвычайный). Первичная классификация по степеням кризисности обучающей выборки выполнена на базе статистической графической системы *STATGRAPHICS Plus for Windows* (версия 7.0).

Результаты расчетов значений пороговых уровней кризисности, приведены в табл. 2.3, по ним проведена классификация состояний на 2004 г.

Расчеты пороговых значений проводились с использованием табличного процессора *Excel XP for Windows*.

Результаты расчетов приведены в табл. 2.4, где даны результирующие оценки ситуации для каждой области, полученные для индикаторных блоков и итоговая оценка по ситуации в целом.

Таблица 2.3

Значения пороговых уровней по подзонам кризисности

Наименование	Пороговые уровни					
	ПК1	ПК2	ПК3	К1	К2	К3
Финансово-экономический блок	1,371	1,406	1,442	1,478	1,867	2,256
Блок оценки состояния основных производственных фондов	0,593	0,623	0,653	0,683	0,926	1,170
Энергетический блок	0,992	1,120	1,312	1,504	1,580	1,656
Социально-экологический блок	0,382	0,685	0,988	1,291	1,332	1,373
Ситуация в целом	1,138	1,280	1,422	1,564	1,709	1,854

Таблица 2.4

Результатирующие оценки диагностики состояния региональной электроэнергетики

Территория		Наименование индикаторного блока				Ситуация в целом
		Финансово-экономический	Оценка состояния основных производственных фондов	Энергетический	Социально-экологический	
Свердловская область	r	1,423	0,663	1,425	1,306	1,524
	ХС	ПК2	ПК3	ПК3	К1	ПК3
Челябинская область	r	1,451	0,784	1,541	1,115	1,624
	ХС	ПК3	К1	К1	ПК3	К1
Пермский край	r	1,386	0,678	1,253	0,726	1,382
	ХС	ПК1	ПК3	ПК2	ПК2	ПК2
Курганская область	r	1,974	0,843	1,834	1,312	1,751
	ХС	К2	К1	К3	К1	К2

Примечание. r – радиус разделяющей поверхности; ХС – характер ситуации.

В табл. 2.5 показано ранжирование областей по степени кризисности, при этом самый высокий ранг, равный 1 присваивался территории, оказавшейся в относительно лучшем состоянии по сравнению с остальными. Изменение значения ранга в сторону увеличения показывает ухудшение ситуации.

Таблица 2.5

Ранжирование территорий по степени кризисности

Территория	Характер ситуации	Радиус разделяющей поверхности	Ранг
Свердловская область	ПК3	1,524	2
Челябинская область	К1	1,624	3
Курганская область	К2	1,751	4
Пермский край	ПК2	1,382	1

По финансово-экономическому блоку наиболее высокая степень кризисности – угрожающий кризис – наблюдалась в Курганской области. На остальных территориях, в Свердловской, Челябинской и Пермском крае, была отмечена развивающаяся, критическая и начальная стадии предкризиса соответственно. Такая ситуация, по-видимому, объясняется тем, что крайне низкие объемы инвестиций в электроэнергетику территорий приводят к сокращению возможностей использования электроэнергетического оборудования в полном объеме из-за его повышенного износа, а также существенным сокращением объемов нового строительства энергообъектов. Сложившаяся ситуация также объясняется и тем, что в результате углубления кризисности в экономике страны и, как следствие, нарушения платежной системы между предприятиями и организациями за произведенную ими продукцию и оказанные услуги начала расти их взаимная неплатежеспособность. Сильное негативное влияние на состояние платежеспособности также оказывает и несовершенство налогового законодательства.

По блоку оценки состояния основных производственных фондов наблюдается следующая картина. В Свердловской области и Пермском крае была от-

мечена критическая стадия предкризиса. Остальные территории, Курганская и Челябинская области, попали в нестабильную фазу кризиса. Такая кризисная ситуация объясняется весьма высокой долей изношенного оборудования. Это приводит к росту объема капитальных ремонтов оборудования электростанций, поскольку значительная доля электроэнергетического оборудования на электростанциях выработала свой эксплуатационный ресурс, вследствие чего повысился его износ, что требует проведения более частых и значительных ремонтов. При этом увеличение потерь в электрических сетях приводит к изменению характера графиков нагрузок главным образом из-за их разуплотнения, что приводит к снижению показателей эффективности использования электрогенерирующего оборудования. На рост потерь в электрических сетях влияет фактор надежности энергетического оборудования, который отражается на показателях готовности электрогенерирующего оборудования в покрытии нагрузки. Тем не менее одной из главных причин высоких потерь в электрических сетях является ухудшение характеристик электросетевого оборудования из-за повышенного износа. Снижение располагаемых мощностей и, как следствие, понижение коэффициента готовности обусловлено снижением надежности работающего оборудования на электростанциях энергокомпаний, которое вызвано большим износом основного производственного оборудования, что, является причиной несанкционированных отказов оборудования и возникновения аварийных ситуаций, в результате чего сокращается производство электроэнергии и возможность покрытия пиковых нагрузок.

Из вышеизложенного следует, что основной причиной такой относительно неблагоприятной ситуации по блоку оценки состояния основных производственных фондов является износ основных производственных фондов из-за истечения срока службы. Это приводит к частым отказам и возникновениям аварийных ситуаций, что снижает среднегодовую мощность энергетического оборудования. Для уменьшения доли изношенного оборудования и снижения степени кризисности требуются инвестиции, которые прежде всего следует направлять на замену устаревшего оборудования.

По энергетическому блоку относительно благополучная обстановка наблюдалась в Свердловской области и Пермском крае, где была отмечена критическая и развивающаяся стадии предкризиса соответственно. В нестабильную зону кризиса попала Челябинская область, а в Курганской области была отмечена чрезвычайная стадия кризиса. Такая ситуация по энергетическому блоку, объясняется прежде всего низкой долей производства электроэнергии собственными источниками на выше указанных кризисных территориях. При этом для снижения степеней кризисности требуется повышение установленной мощности электростанций, что в свою очередь требует дополнительных инвестиций. Низкая обеспеченность собственными топливными ресурсам также вносит свой вклад в отягощение кризисной ситуации, что говорит о необходимости разработки по возможности собственных топливных месторождений на исследуемых территориях.

В целом по социально-экологическому блоку ситуация характеризуется, как кризисная. При этом в зону развивающегося и критического предкризиса попали Пермский край и Челябинская область, а в самом тяжелом положении – нестабильной стадии кризиса оказались остальные территории – Свердловская и Курганская области. Такая ситуация по социально-экологическому блоку объясняется тем, что в последнее время резко сократились объемы затрат на строительство объектов социально-бытового назначения для работников энергокомпаний, а также их продажа или выделение в самостоятельные структуры. К таким объектам прежде всего следует отнести жилье, санатории-профилактории, больницы, школы, детские дошкольные учреждения и др.

Сокращение затрат в природоохранные мероприятия приводит к ухудшению экологической обстановки в районах размещения энергетических объектов. При этом увеличиваются выбросы вредных веществ в атмосферу и водоемы, растут площади отчуждаемых земель, занимаемых золошлакоотвалами. Невыполнение экологических требований на энергетических объектах в последующем приводит к увеличению штрафных санкций, что сокращает и без того

скудные финансовые ресурсы, это в свою очередь вносит свой вклад в повышение степени кризисности.

Ситуация в целом по региону (для четырех территорий) за 2015 год характеризуется следующим образом. В относительно благополучном положении оказалась только одна территория – Пермский край, где была отмечена развивающаяся стадия предкризиса. В зону критического предкризиса попала Свердловская область. В Челябинской области была отмечена нестабильная стадия кризиса, а угрожающая стадия кризиса наблюдалась в Курганской области. Такая ситуация во многом обусловлена крайне низкими объемами инвестиций в электроэнергетику регионов.

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости срочного оперативного вмешательства в финансово-экономическую ситуацию для предотвращения отрицательных тенденций. Замораживание ситуации и практическое оставление ее на «самотек» может привести к серьезным последствиям, которыми могут быть в первую очередь увеличение дефицита электроэнергии, повышение тарифов на энергию и ограничение электроснабжения потребителей территорий. Все это может привести в конечном итоге к снижению конкурентоспособности экономики региона.

ГЛАВА 3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

3.1. Разработка эконометрических моделей прогнозирования показателей региональной электроэнергетики

Вследствие постоянно растущей роли энергетических факторов в функционировании и развитии экономики регионов, а также обеспечения жизнедеятельности его населения, одним из важных вопросов становится разработка методического аппарата прогнозирования показателей электроэнергетики региона, без которых невозможна разработка стратегии ее развития. Эти показатели, прежде всего, отражают экономическое состояние региона и характеризуют динамику потребления топливно-энергетических ресурсов.

Предлагаемая система управления развитием региональной электроэнергетики позволяет осуществлять прогнозирование показателей в рамках специального блока мониторинга развития, что даст возможность менеджменту электроэнергетических компаний разрабатывать внутрикорпоративные программы развития в зависимости от темпов развития региона и в дальнейшем совместно с администрацией региона реализовывать наиболее эффективные антикризисные мероприятия.

Прогнозирование показателей региональной электроэнергетики осуществляется с помощью эконометрических моделей. Это позволяет рассматривать развитие электроэнергетики комплекса региона в зависимости от экзогенно заданных социально-экономических условий и заблаговременно наметить и реализовать мероприятия по выходу из кризисного состояния отрасли.

Решение данной задачи, как правило, осложняется тем, что разработка подобных прогнозов обуславливается экономической нестабильностью и малыми размерностями обучающих выборок, необходимых для построения моделей.

ки. Таким образом, задача прогнозирования показателей электроэнергетики на основе изучения предыстории и экстраполяции, в общем смысле, состоит из трех этапов. Первый этап состоит в описании динамического ряда прогнозируемого показателя. На втором этапе проводится верификация моделей. На заключительном этапе производится прогнозирование изменения показателей для будущих периодов времени. Таким образом, описание динамического ряда прогнозируемого показателя обычно сводится к выявлению тенденции тренда изменения показателя на основании имеющихся сведений о таких изменениях в прошлом.

При разработке эконометрических моделей из общего арсенала средств прогнозирования показателей электроэнергетики региона могут быть отобраны те группы методов, которые в наибольшей степени отвечают новым условиям социально-экономического развития и хозяйствования, отягощаемых явлениями нестабильности и кризисности в электроэнергетике и приспособленные для работы с обучающими выборками малой размерности (10-15 лет).

Большой круг проблем порождает специфические условия информационного обеспечения для прогнозирования показателей региональной электроэнергетики (достоверность, большой объем времени, затрат и др.). Ввиду этого, при проведении подобных исследований приходится использовать выборки малой размерности, для которых должны быть разработаны специальные алгоритмы и методы. По поводу проблем, вызванных информационными факторами известный экономист В.В. Леонтьев отмечал: «... неудивительно, что мы сталкиваемся с избытком теоретических моделей и недостатком исходных данных, необходимых, чтобы эти модели не остались на бумаге» [90].

С учетом этих обстоятельств, для прогнозирования показателей региональной электроэнергетики наиболее целесообразно использование двух классов эконометрических моделей.

Первый класс включает модели, построенные на основе методов кластерного анализа, второй – на основе методов факторного анализа.

Схема построения эконометрических моделей прогнозирования показателей региональной электроэнергетики представлена на рис. 3.1.

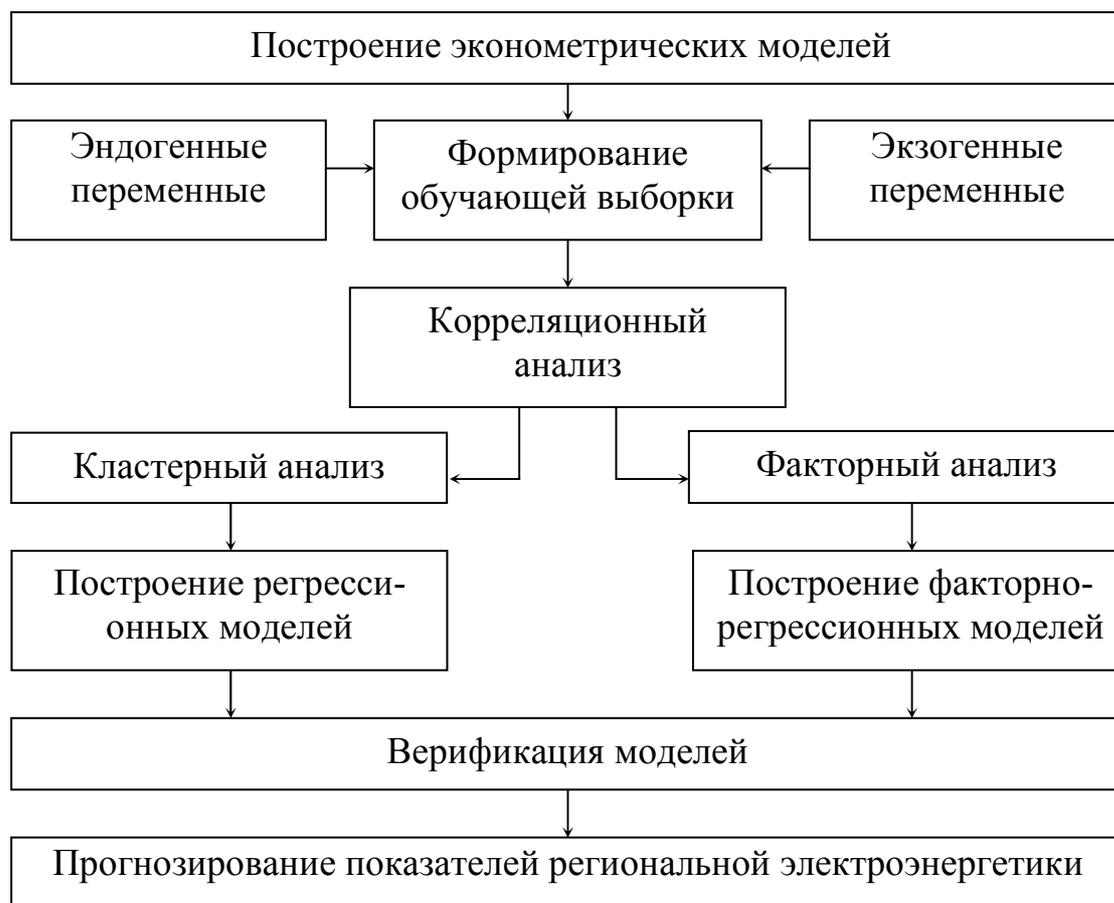


Рис. 3.1. Схема построения эконометрических моделей

3.1.1. Построение эконометрических моделей с использованием методов кластерного анализа

Как уже отмечалось, из-за малого объема выборки возникает необходимость в значительном сокращении пространства переменных. Для преодоления указанных проблем можно предложить метод, основанный на описании зависимостей между переменными с помощью регрессионных уравнений [48, 52, 76, 182]. В этом случае отбор переменных производится с помощью методов кластерного анализа [17, 75]. Алгоритм кластеризации показателей региональной электроэнергетики приведен в прил. 2.

Предложенный метод кластеризации позволяет разбить все пространство показателей на кластеры, в том числе показатели, обладающие наиболее тесными связями. Разработанный алгоритм кластерного анализа базируется на использовании корреляционной матрицы. Таким образом, появляется возможность в каждом кластере выбрать один представительный (наиболее информативный) показатель энергетики, а остальные показатели исключить из рассмотрения. Тем самым, с одной стороны, достигается желаемое уменьшение числа независимых переменных в регрессионных уравнениях, а с другой – преодолевается мультиколлинеарность пространства переменных, что, как известно, улучшает прогностические возможности моделей.

На основе этого получены эконометрические модели для прогнозирования показателей региональной электроэнергетики с использованием специально разработанной программы кластерного анализа на алгоритмическом языке *Quick Basic*.

Созданная программа позволяет решать следующие задачи:

- 1) построение гистограммы распределения исследуемых показателей на основе корреляционной матрицы при различном шаге варьирования интервала коэффициентов корреляции;
- 2) ранжирование элементов корреляционной матрицы на основе рангов;
- 3) распределение элементов исходной совокупности показателей по таксонам на основе алгоритма кластер-анализа в зависимости от числа и размерности задаваемых порогов.

3.1.2. Построение факторно-регрессионных моделей на основе методов многомерного статистического анализа

Построение моделей базируется на традиционных методах математической статистики – корреляционном и регрессионном анализе [56, 104]. Однако эти методы при их использовании в чистом виде имеют существенные недостатки. Главным недостатком, как показал анализ, является невозможность уче-

та в моделях значительной части показателей из-за наличия сильных корреляционных связей между ними – мультиколлинеарности переменных [56, 182].

В связи с этим предложен несколько иной, по сравнению с предыдущим, подход к построению экономико-статистических моделей прогнозирования показателей региональной электроэнергетики, позволяющих учесть всю совокупность влияющих показателей. Этот подход основан на применении специальных методов многомерного статистического анализа, в частности факторного [62, 179], обеспечивающего замену исходного пространства переменных (X) совокупностью ортогональных факторов (F).

Основные преимущества такого подхода к моделированию перед традиционным регрессионным анализом состоят в следующем:

а) значительно повышается математическая корректность регрессионного анализа благодаря ортогональности факторов;

б) упрощается аналитическая запись прогнозируемых показателей за счет существенного снижения размерности пространства переменных;

в) сужаются доверительные интервалы неопределенности прогноза показателей (за счет увеличения числа наблюдений на одну переменную);

г) обеспечивается необходимая степень агрегирования с минимальными потерями информации.

Процесс формирования факторно-регрессионных моделей состоит из трех этапов [52, 56, 62, 104, 175, 179].

На первом этапе выполняется первичный отбор и корреляционный анализ параметров. Одновременно осуществляется переход от исходной матрицы наблюдений к нормированной матрице.

На втором этапе осуществляется переход от параметров к факторам путем факторизации корреляционной матрицы параметров, полученной на предыдущем этапе.

Основная идея факторного анализа заключается в проецировании совокупности векторов наблюдений в исходном пространстве на подпространство ортогональных факторов, при котором первый фактор оттягивает на себя мак-

симум суммарной дисперсии наблюдений, а каждый последующий – максимум остаточной дисперсии.

Факторная модель, связывающая исходные параметры и результирующие факторы, определяется через матрицу факторных нагрузок

Матрица нагрузок рассчитывается на основе ортогональной матрицы собственных векторов и диагональной матрицы собственных чисел корреляционной матрицы с диагональными элементами, расположенными в порядке их убывания.

Проверка гипотезы о необходимом числе выделяемых факторов выполняется с помощью критерия Неймана-Пирсона.

На третьем этапе проводится построение и исследование регрессионных моделей, включающих в качестве аргументов упомянутые факторы. Получаемые модели названы факторно-регрессионными.

В общем виде совокупность уравнений в факторно-регрессионной форме показана в формуле (3.1).

Отмеченное сочетание факторного и регрессионного анализа облегчает получение искомым зависимостей при использовании малых выборок.

На основе вышеуказанного разработаны факторно-регрессионные модели для прогнозирования показателей региональной электроэнергетики при малой размерности обучающих выборок с использованием программ регрессионного и факторного анализа (пакет прикладных программ *STATGRAPHICS PLUS for WINDOWS*) [59].

3.2. Исследование показателей региональной электроэнергетики

Предложенный методический подход иллюстрируется на примере прогнозирования показателей электроэнергетики Свердловской области. В качестве обучающей выборки для формирования эконометрических моделей использовались динамические ряды энергетических и народнохозяйственных показателей за промежуток времени с 2003 по 2016 год (табл. П.3.1), в которые

вошли показатели, отражающие различные аспекты экономики региона, – производственные, социально-экономические, экологические, энергетические и др.

Совокупность исходных показателей разбита на две группы. Первая группа включает следующие экзогенные переменные:

- 1) численность экономически активного населения (Y_1);
- 2) общая численность безработных (Y_2);
- 3) индекс физического объема инвестиций в основной капитал (Y_3);
- 4) индекс промышленного производства (Y_4);
- 5) объем выбросов в атмосферу загрязненных веществ от стационарных источников (Y_5);
- 6) объем сброса загрязненных вод в общем стоке (Y_6);
- 7) потребление топливно-энергетических ресурсов (Y_7);
- 8) потребление электрической энергии (Y_8);
- 9) потребление тепловой энергии (Y_9).

Во вторую группу вошли следующие эндогенные показатели, характеризующие состояние основных фондов в электроэнергетике и производство электроэнергии:

- 1) показатель износа основных производственных фондов предприятий электроэнергетики (X_1);
- 2) показатель производства электрической энергии в регионе (X_2).

По условиям моделирования все рассматриваемые показатели были подразделены на две упомянутые группы – экзогенную Y и эндогенную X . В состав экзогенной группы включены 9 показателей, в т.ч. три относящиеся к топливно-энергетическому комплексу.

Такой весьма представительный учет топливно-энергетических условий позволяет, с одной стороны, осуществить более или менее полную увязку народнохозяйственных и электроэнергетических показателей в рамках эконометрической модели, а с другой – обеспечить преемственность разработок по уровням территориально-временной иерархии экономических и энергетических систем.

Как отмечалось выше, при конструировании моделей, опирающихся на статистическую информацию, существенное значение имеет объем выборочной совокупности. Поскольку ретроспективный период, в течение которого развивались рыночные механизмы в экономике, сопровождаемые кризисными явлениями, относительно невелик, то исследуемая выборочная совокупность, включающая всего лишь четырнадцать наблюдений на 11 переменных, явно относится к классу малых выборок.

А рамках первого этапа исследований были построены эконометрические модели по схеме регрессионного анализа, предусматривающего отбор переменных, наиболее существенно влияющих на прогнозируемые показатели на основе методов кластерного анализа. В соответствии с этой схемой отправным этапом исследований явилось проведение корреляционного анализа, в результате которого получена полная (расширенная) матрица коэффициентов парной корреляции для всего пространства переменных и входящие в него подматрицы корреляционных связей между эндогенными переменными и между экзогенными переменными, а также между обеими указанными группами переменных [175]:

Корреляционный анализ был проведен с использованием обучающей выборки, на основе данных, представленных в табл. П.3.1.

Значения коэффициентов парной корреляции приводятся в табл. 3.1, а гистограмма их распределения дана на рис. 3.2.

Выявление переменных для регрессионных моделей осуществлено на основе алгоритма кластерного анализа, показанного в прил. 2, предусматривающего группировку по тесноте корреляционных связей. Как видно из кумулятивной кривой (рис. 3.2), относительно сильные корреляционные связи ($r > 0,6$) обнаружены у значительной части переменных (более 50 %).

Известно, что результаты классификации переменных могут зависеть от задаваемой величины порогового значения коэффициентов корреляции $R_{п}$. В расчетах были использованы три порога: $R_{п1} = 0,85$; $R_{п2} = 0,55$; $R_{п3} = 0,25$. В результате проведенного кластерного анализа было выявлено, что наиболее

мощным оказался первый кластер, в который вошли 5 переменных, во второй и третий кластер вошли по 3 переменных (табл. 3.2).

Таблица 3.1

Матрица парных коэффициентов корреляции переменных

Переменные	Y ₁	Y ₂	Y ₃	Y ₄	Y ₅	Y ₆	Y ₇	Y ₈	Y ₉	X ₁	X ₂
Y ₁	1,00	-0,38	0,11	-0,19	0,58	-0,25	0,34	0,51	0,27	-0,52	0,53
Y ₂	-0,38	1,00	-0,03	0,21	-0,91	0,52	-0,67	-0,94	-0,25	0,83	-0,91
Y ₃	0,11	-0,03	1,00	0,63	0,17	0,45	0,64	0,22	0,17	-0,04	0,20
Y ₄	-0,19	0,21	0,63	1,00	-0,31	0,52	0,12	-0,14	0,40	0,48	-0,13
Y ₅	0,58	-0,91	0,17	-0,31	1,00	0,52	0,76	0,95	0,20	-0,93	0,93
Y ₆	-0,25	0,52	0,45	0,52	-0,52	1,00	-0,13	-0,48	-0,37	0,63	-0,55
Y ₇	0,34	-0,67	0,64	0,12	0,76	-0,13	1,00	0,81	0,28	-0,65	0,77
Y ₈	0,51	-0,94	0,22	-0,14	0,95	-0,48	0,81	1,00	0,31	-0,86	0,96
Y ₉	0,27	-0,25	0,17	0,40	0,20	-0,37	0,28	0,31	1,00	-0,10	0,36
X ₁	-0,52	0,83	-0,04	0,48	-0,93	0,63	-0,65	-0,86	-0,10	1,00	-0,86
X ₂	0,53	-0,91	0,20	-0,13	0,93	-0,55	0,78	0,96	0,36	-0,86	1,00

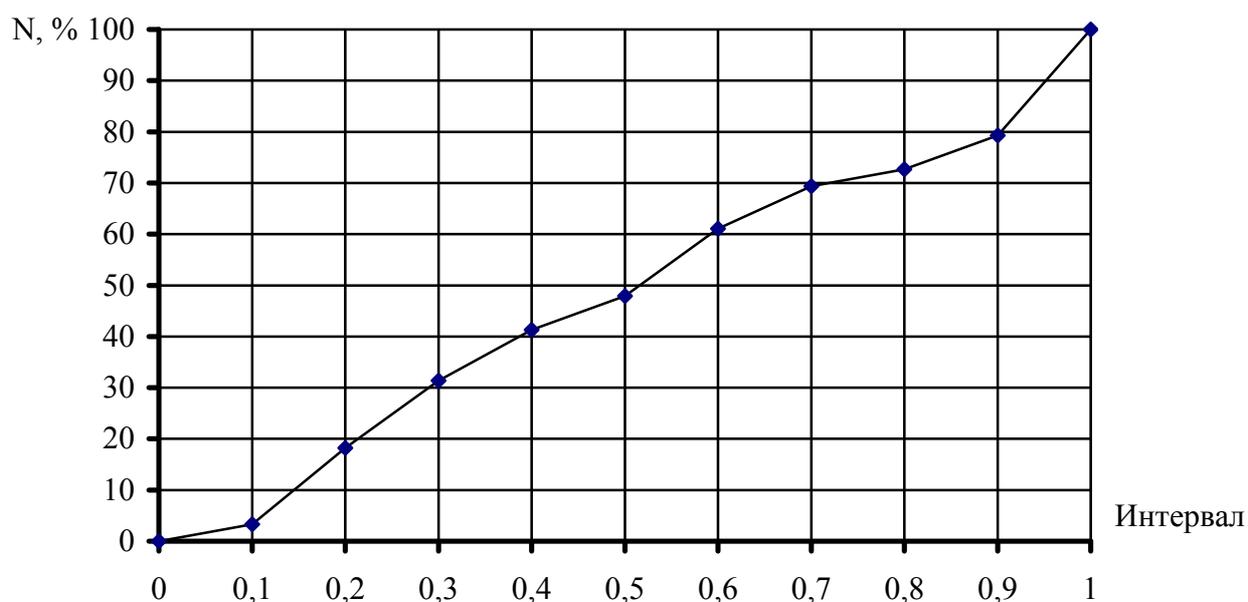


Рис. 3.2. Кумулятивная кривая коэффициентов парной корреляции переменных

Результаты кластерного анализа

Переменная	Значение порога	Номер кластера	Элемент центра кластера
Y_1	0,25	3	9
Y_2	0,85	1	5
Y_3	0,55	2	3
Y_4	0,55	2	3
Y_5	0,85	1	5
Y_6	0,25	3	9
Y_7	0,55	2	3
Y_8	0,85	1	5
Y_9	0,25	3	9
X_1	0,85	1	5
X_2	0,85	1	5

В общем случае при выборе вида регрессионных моделей в качестве аргументов целесообразно использовать переменные из разных кластеров, что позволяет избежать мультиколлинеарности пространства переменных. С этой точки зрения наиболее информативными оказываются переменные, попадающие в центры кластеров. Однако в рассматриваемом примере данный принцип в полной мере не удалось реализовать. Из-за отмеченной малости выборочной совокупности пришлось ограничиться включением в регрессионные модели лишь двух переменных, одна из которых представляет соответственно экзогенные, а другая – эндогенные параметры, попадающие в общий кластер с зависимой переменной. В то же время внутри самого кластера отбор производился по тесноте корреляционных связей.

На следующем этапе построения эконометрических моделей проводится регрессионный анализ, в результате которого была построена совокупность частных линейных моделей:

$$Y_1 = 2049,972 + 1,113Y_9 + 3,477X_2, \quad (3.2)$$

$$Y_2 = 892,705 - 17,452Y_8 + 0,146X_2, \quad (3.3)$$

$$Y_3 = 65,112 + 1,451Y_7 - 0,802X_2, \quad (3.4)$$

$$Y_4 = -11,685 + 0,928Y_3 + 0,469X_1, \quad (3.5)$$

$$Y_5 = -815,926 + 52,876Y_8 + 4,966X_2, \quad (3.6)$$

$$Y_6 = 1185 - 3,950Y_9 + 2,793X_1, \quad (3.7)$$

$$Y_7 = -22,188 + 0,418Y_3 + 0,612X_2, \quad (3.8)$$

$$Y_8 = 29,125 - 0,020Y_2 + 0,368X_2, \quad (3.9)$$

$$Y_9 = 118,862 - 0,020Y_6 + 0,143X_2. \quad (3.10)$$

Построенные регрессионные модели сами по себе обладают относительно высокой аппроксимирующей способностью, о чем в первом приближении можно судить по величине коэффициентов множественной корреляции. Для большинства показателей значения этих коэффициентов лежат в пределах 0,55 – 0,99. Полученные регрессионные модели обладают высокой прогностической ценностью. Последнее, по всей вероятности, обуславливается отмеченным учетом взаимодействия между показателями, а также сокращением числа независимых переменных, прогнозные оценки которых должны быть заданы экзогенно. Очевидно, такого рода оценкам свойственна неопределенность, возрастающая по мере расширения горизонта прогнозирования. В этих условиях эффективность моделирования может быть существенно повышена при прогнозировании показателей региональной электроэнергетики в рамках сценариев развития экономики региона.

На втором этапе прогнозирования показателей региональной электроэнергетики, разрабатываются факторно-регрессионные модели.

В качестве показателей электроэнергетики для данного класса моделей выбраны следующие [48, 52]:

- 1) потребление топливно-энергетических ресурсов (Y_7);
- 2) потребление электрической энергии (Y_8);
- 3) потребление тепловой энергии (Y_9).

Первоначально совокупность исходных народнохозяйственных параметров, включающая эндогенные и экзогенные переменные, выбрана аналогично рассмотренной выше первой группы моделей (основанных на кластерном анализе). Исходя из этого сформированы эконометрические модели прогнозирования показателей электроэнергетики в виде зависимостей

$$Y_i = f(Y_j, X_1, X_2), \quad (3.11)$$

$$Y_i = f(Y_j, X_1), \quad (3.12)$$

$$Y_i = f(Y_j, X_2). \quad (3.13)$$

В процессе исследований рассмотрено три основных модификации моделей. Как видно из табл. 3.3, указанные модификации различаются составом параметров, набор которых невелик из-за малой размерности обучающей выборки

Таблица 3.3

Модификации моделей для прогнозирования показателей региональной электроэнергетики

Номер модификации	Обучающая выборка (по годам)	Параметры (экзогенные переменные)
1	2003 - 2016 гг.	X_1, X_2
2	То же	X_1
3	То же	X_2

В результате проведенного корреляционного анализа выявлено следующее. Объемы выбросов в атмосферу загрязненных веществ от стационарных источников достаточно сильно коррелируют с потреблением электрической энергии ($r = 0,95$). Потребление электрической энергии имеет высокую корреляционную связь только с показателем производства электрической энергии на ТЭС региона ($r = 0,96$). Индекс физического объема инвестиций в основной капитал практически не зависит от рассматриваемых экзогенных переменных X_1 и X_2 . Внутри совокупности народнохозяйственных параметров ряд показателей имеет достаточно высокие коэффициенты корреляции ($r > 0,8$).

Отмеченные обстоятельства создают предпосылки для применения специальных методов многомерного статистического анализа, в которых исходные параметры заменяются некоррелированными факторами.

Процедура факторизации проводилась по методу главных факторов с использованием пакета *STATGRAPHICS plus for Windows* [48, 52, 59]. В рассматриваемом случае оказалось возможным заменить исходную совокупность параметров двумя факторами (F_1 и F_2), которые учитывают 98,25 % суммарной дисперсии переменных. Зависимости между выделенными факторами и исходными параметрами описаны с помощью так называемых матриц нагрузок (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Матрица нагрузок

Переменные	Факторы	
	F_1	F_2
Y_1	0,639	0,145
Y_2	-0,923	0,014
Y_3	0,321	0,855
Y_4	-0,226	0,762
Y_5	0,979	0,099
Y_6	-0,731	0,261

После указанного перехода от параметров к факторам стало возможным построение факторно-регрессионных моделей показателей региональной электроэнергетики. Вид полученных моделей и их характеристика приводятся в табл. 3.5.

Как видно из табл. 3.5, погрешности большинства полученных моделей имеют величины ниже 5 % (диапазон изменения погрешностей от 0,13 до 5,5 %). При столь низких погрешностях нет оснований для отбора наиболее предпочтительных модификаций моделей. Поэтому сделана попытка провести верификацию всех исследуемых моделей. Результаты такого прогноза приводятся в табл. 3.6.

Таблица 3.5

Факторно-регрессионные модели показателей электроэнергетики
Свердловской области

Номер модификации	Вид модели	Погрешность, %
	<i>I. Потребление топливно-энергетических ресурсов (Y_7)</i>	
1	$Y_7 = -21,846 - 0,0133 \cdot X_1 + 0,312 \cdot X_2 + 0,0078 \cdot F_1 + 0,426 \cdot F_2$	3,43
2	$Y_7 = -21,423 - 0,0151 \cdot X_1 + 0,0154 \cdot F_1 + 0,439 \cdot F_2$	3,40
3	$Y_7 = -23,102 + 0,312 \cdot X_2 + 0,0084 \cdot F_1 + 0,424 \cdot F_2$	3,23
	<i>II. Потребление электрической энергии (Y_8)</i>	
1	$Y_8 = 9,527 + 0,053 \cdot X_1 + 0,342 \cdot X_2 + 0,0087 \cdot F_1 + 0,0086 \cdot F_2$	1,18
2	$Y_8 = 9,991 + 0,054 \cdot X_1 + 0,017 \cdot F_1 + 0,022 \cdot F_2$	1,61
3	$Y_8 = 14,547 + 0,341 \cdot X_2 + 0,0064 \cdot F_1 + 0,018 \cdot F_2$	1,15
	<i>III. Потребление тепловой энергии (Y_9)</i>	
1	$Y_9 = 72,895 + 0,223 \cdot X_1 + 0,827 \cdot X_2 - 0,0077 \cdot F_1 + 0,0091 \cdot F_2$	5,22
2	$Y_9 = 74,016 + 0,218 \cdot X_1 + 0,012 \cdot F_1 + 0,043 \cdot F_2$	5,68
3	$Y_9 = 93,878 + 0,824 \cdot X_2 - 0,017 \cdot F_1 + 0,051 \cdot F_2$	5,08

Таблица 3.6

Результаты верификации факторно-регрессионных моделей

Показатель	Номер модиф.	Фактическое значение	Прогноз	Отклонение, %
Y_7	1	53	51,4	-3,0
Y_7	2	53	51,0	-3,7
Y_7	3	53	51,7	-2,4
Y_8	1	43	42,2	-1,8
Y_8	2	43	43,4	1,0
Y_8	3	43	41,2	-4,3
Y_9	1	108	109,3	1,2
Y_9	2	108	111,2	2,9
Y_9	3	108	105,7	-2,1

Анализ полученных моделей (см. табл. 3.5) и результатов верификации (табл. 3.6) показывает, что для прогнозирования потребления топливно-энергетических ресурсов (Y_7) наиболее подходит третья модификация модели (погрешность менее 3 %). Для прогноза потребления электроэнергии (Y_8) можно выбрать вторую модификацию. По моделям потребления тепловой энергии первая модификация имеет меньшую погрешность (1,2 %), поэтому для прогнозирования она представляет интерес.

В целом все представленные модели имеют достаточно низкие погрешности при прогнозировании (менее 10 %). Кроме того, эти модификации моделей включают в себя большое количество экзогенных переменных, поэтому именно им следует отдать предпочтение при оценке перспективных уровней показателей энергетики.

Результаты оценки погрешности моделирования по эконометрическим моделям представлены в табл. 3.7. Анализ таблицы показывает, что погрешности факторно-регрессионной модели получились ниже по сравнению регрессионными моделями. Это позволяет сделать вывод о том, что результаты, получаемые по эконометрическим моделям, обладают более высокой прогностической ценностью и точностью, что обуславливается учетом взаимодействия между показателями, а также сокращением числа независимых переменных, прогнозные оценки которых должны быть заданы экзогенно. Очевидно, такого рода оценкам свойственна неопределенность, возрастающая по мере расширения горизонта прогнозирования.

Таблица 3.7

Оценка погрешностей моделирования исследуемых показателей

Показатель	Фактические значения	Прогнозные значения		Погрешность, %	
		по регрессионным моделям	по факторно-регрессионным	по регрессионным моделям	по факторно-регрессионным
Y_7	53	50,7	51,7	-4,3	-2,4
Y_8	43	41,3	43,4	-4,1	1,0
Y_9	108	104,7	109,3	-3,0	1,2

На основе полученных эконометрических моделей даны прогнозные оценки показателей региональной электроэнергетики по Свердловской области (табл. 5.9). Динамика показателей, используемых в эконометрических моделях соответствует схеме развития и размещения производительных сил Свердловской области (табл. 1.3) [168].

Таблица 5.9

Прогнозные оценки показателей электроэнергетики по Свердловской области

Показатель	2015 г.	Прогноз			
		По эконометрическим моделям		По программе развития области	
		2020 г.	2025 г.	2020 г.	2025 г.
Потребление топливно-энергетических ресурсов (Y_7), млн. т у.т.	45,9	82,2	113,1	95,2	118,8
Потребление электрической энергии (Y_8), млрд. кВт·ч	44,6	51,7	64,5	61,0	67,5
Потребление тепловой энергии (Y_9), млн. Гкал	105,1	122,7	132,4	128,4	130,2

Полученные модельные значения достаточно близки к уровнями оценок, которые были заложены в схеме развития Свердловской области [168]. Расхождения не превышают 15%, что можно считать приемлемым.

Разработанный методический подход к прогнозированию показателей региональной электроэнергетики подтверждает целесообразность формирования специальной региональной информационно-моделирующей системы. Которая значительно облегчит мониторинг развития региональной электроэнергетики в увязке с показателями социально-экономического развития региона и позволит решать прогнозные задачи для оценки эффективности антикризисных мероприятий в отрасли.

ГЛАВА 4. МОДЕЛЬНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ

Развитие электрогенерирующих компаний региона вызывает необходимость в моделировании инвестиционных процессов в отрасли. Это позволит проводить оценку эффективности инвестиционных проектов с последующим выбором наиболее приемлемых вариантов для инвестирования.

Основными направлениями инвестирования в электрогенерирующей компании могут быть: техническое перевооружение ТЭС; новое энергетическое строительство в регионе; модернизация энергетического оборудования.

Логическая схема исследования эффективности проектов развития электрогенерирующей компании, представлена на рис. 4.1., в соответствии с которой, вся совокупность моделей объединяется в модельно-методический комплекс, который предназначается для решения следующих основных задач:

- рационализация структуры мощностей электрогенерирующей компании;
- оценка эффективности технического перевооружения электростанций в условиях неопределенности и многокритериальности;
- оценка эффективности модернизации элементов основного производственного оборудования электростанций.
- анализ и формирование наиболее эффективных инвестиционных решений.



Рис. 4.1. Логическая схема исследования эффективности проектов развития электрогенерирующей компании

Рационализация структуры мощностей электрогенерирующей компании предполагает создание оптимизационной объектно-структурной модели (ООСМ) электрогенерирующей компании. Эта модель позволяет выявлять наиболее рациональную структуру электрогенерирующих мощностей для каждой электростанции, входящей в состав электрогенерирующей компании, с точки зрения минимума интегральных затрат в энергокомпании. Кроме этого, с помощью ООСМ руководство энергокомпании сможет наиболее оптимально рассредоточить инвестиции по энергообъектам с учетом перспектив электрификации в регионе.

С помощью оценочных моделей появляется возможность анализа эффективности вариантов развития ТЭС. Это позволяет руководству электрогенерирующей компании оценить программу развития ТЭС и согласовать ее с результатами ООСМ. Оценочные модели позволяют выявить наиболее эффективный вариант развития ТЭС электрогенерирующей компании с точки зрения имеющихся ресурсов для осуществления технического перевооружения (продление сроков эксплуатации, восстановление мощности) и сравнить с новым энергетически строительством в условиях неопределенности и многокритериальности.

В условиях нехватки инвестиций для технического перевооружения ТЭС его альтернативой может служить модернизация элементов основного производственного оборудования на ТЭС. Кроме этого, с помощью модернизации можно в короткие сроки и с относительно небольшими затратами повысить эффективность имеющегося оборудования. Эту задачу позволяют решить модели оценки эффективности модернизации оборудования ТЭС предполагающие определение разницы получаемого эффекта от эксплуатации оборудования до и после модернизации.

Модельно-методический комплекс оценки эффективности развития электрогенерирующих компаний позволяют осуществить моделирование направлений инвестиций с оценкой их эффективности, а также определить наиболее рациональные варианты развития, соответствующие потребностям в генерирующих мощностях и возможностям руководства электрогенерирующих компаний.

4.1. Разработка оптимизационной объектно-структурной модели электрогенерирующей компании

В соответствии с задачами разработки модельно-методического комплекса оценки эффективности развития электрогенерирующей компании рационализация структуры ее мощностей проводится с помощью ООСМ, в увязке с топливно-энергетическим комплексом региона.

В основу оптимизации развития электроэнергетики региона положена ООСМ (рис. 4.2), описывающая в виде переменных возможные варианты развития мощностей электрогенерирующей компании и в виде уравнений и неравенств производственные связи с энергосистемой и действующие в ней ограничения [38, 53, 107]. В качестве функционала используется экономический критерий в виде интегральных затрат, а в число переменных включаются электрические мощности ТЭС, входящих в электрогенерирующую компанию, которые детализируются дифференцируются по типам энергоустановок, виду топлива, а также по форме воздействия (техническое перевооружение, продление сроков службы за счет модернизации, демонтаж, новое энергетическое строительство и т.п.). Общая схема построения ООСМ представлена на рис 4.2.

Отсутствие единого субъекта в системе управления развитием электроэнергетики в настоящее время приводит к появлению различных способов выражения экономических интересов в задачах развития отрасли. Все эти способы можно подразделить на две большие группы. Первая группа отражает стремление определять необходимые затраты на производство, распределение и потребление продукции электроэнергетики, исходя из стремления к их минимизации в интересах энергокомпаний и региона в целом. Вторая группа отражает стремление производителей электроэнергии как самостоятельных субъектов добиваться максимально благоприятных финансовых результатов в своей деятельности.



Рис. 4.2. Схема ООСМ электрогенерирующей компании

Изучение применявшихся ранее подходов к определению общественно необходимых затрат показало, что большинство методик основывалось на м определении критерия приведенных затрат, кроме того были разработаны различные формы представления приведенных затрат, эквивалентных конечному результату, это известные методы профессоров В.А. Щавелева, М.Б. Болотова и В.К. Чернина [203].

В условиях экономических дисбалансов наиболее слабым местом критерия приведенных затрат является нормативный коэффициент сравнительной эффективности капиталовложений. Его обоснование, полученное для системы централизованного управления, сегодня мало приемлемо. Это заставляет рекомендовать другую форму определения экономической эффективности – в виде интегральных затрат.

Применение критериев экономической эффективности наиболее целесообразно при рассмотрении планов развития электроэнергетических компаний. В то же время, этот критерий не позволяет в достаточной мере оценить их коммерческую эффективность и реализуемость, что очень важно с позиций субъекта, реализующего проект развития. Коммерческую эффективность наиболее полно можно оценить с помощью критерия интегрального эффекта, рассчитанного с учетом фактора времени.

Для решения задачи оптимизации электрогенерирующих мощностей энергокомпании с учетом региональных потребностей в электроэнергии установлено, что наиболее целесообразно в этих целях использовать критерий интегральных затрат, а критерий коммерческой эффективности может успешно использоваться в оценочных моделях оценки эффективности инвестиционных проектов развития энергообъектов электрогенерирующей компании.

Следует отметить, что инженерно-строительные условия подразделяются на варианты форм воздействия в зависимости от складывающихся обстоятельств в развитии ТЭС электроэнергетической компании. Такие формы воздействия на энергетическое оборудование ТЭС подразделяются на:

- продление срока службы с помощью модернизации (на 10 лет) с последующим демонтажом;
- замена на аналогичное (по типу и мощности энергоустановок);
- демонтаж;
- сооружение новых мощностей на существующих площадках (расширение);
- строительство новой ТЭС.

В соответствии с задачами оптимизации пространство переменных ООСМ электрогенерирующей компании может быть описано шестью признаками [17, 48, 51, 53, 107]:

- 1) наименование ТЭС входящей в состав электрогенерирующей компании ($i = \overline{1, I}$);
- 2) типоразмеры оборудования ($a = \overline{1, A}$);
- 3) вид топлива ($q = \overline{1, Q}$);
- 4) технологические способы развития и функционирования энергообъектов ($s = \overline{1, S}$);
- 5) режимы работы ТЭС ($j = \overline{1, J}$);
- 6) число расчетных этапов оптимизации ($t = \overline{1, T}$);

В разработанной ООСМ электрогенерирующей компании в качестве функционала используется экономический критерий выраженный в виде минимума интегральных затрат с учетом фактора времени и рассчитывается по следующей формуле

$$Z_{\text{И}} = \sum_t^T (K_t + I_t)(1 + \alpha)^{-t}, \quad (4.1)$$

где K_t – капиталовложения за период t ; I_t – производственные издержки за период t ; α – норма дисконта; T – расчетный период.

Капиталовложения за период t представляют собой произведение удельных капиталовложений в мероприятия по развитию ТЭС электрогенерирующей компании и рассчитываются по формуле

$$K_t = \sum_{iaqs} k_{iaqsjt} X_{iaqsjt}, \quad (4.2)$$

X_{iaqsjt} – располагаемая мощность ТЭС электрогенерирующей компании (i – наименование ТЭС (табл. П.4.1); a – типоразмеры оборудования; q – вид топлива; s – инженерно-строительные условия; j – режим работы; t – временной этап); k_{iaqsjt} – удельные капиталовложения;

Следующая составляющая интегральных затрат характеризует производственные издержки и рассчитываются по формуле

$$И_t = \sum_{iaqsj} c_{iaqsjt} X_{iaqsjt}, \quad (4.3)$$

c_{iaqsjt} – удельные производственные издержки.

При построении модели ООСМ электрогенерирующей компании были сформированы следующие группы ограничений (уравнения и неравенства) [6, 51, 53, 107]:

- 1) балансы мощности и энергии по зонам графиков нагрузки;
- 2) ограничения по топливу, отдельно по газу и углю;
- 3) ограничения по инвестиционным ресурсам
- 4) ограничения по мощности оборудования ТЭС подвергаемого воздействию (техническое перевооружение, демонтаж, продление эксплуатации, замена, расширение, новое энергетическое строительство);
- 5) ограничения мощности по режимам работы.

Функционирование электрогенерирующей компании связано участием в покрытии электроэнергетической нагрузки соответствующих регионов. В соответствии с этим в состав первой группы ограничений ООСМ электрогенерирующей компании входят балансы электроэнергии и электрической мощности. Эти балансы включают в себя мощности ТЭС территориальной электрогенерирующей компании региона, а также мощности крупных конденсационных ТЭС расположенных на территории региона и принимающие участие в покрытии его электрических нагрузок, но входящих в состав оптовых генерирующих компаний, с дифференцированием по зонам графиков нагрузок

$$\sum_{iaqs} X_{iaqsjt} + X_{gt} \pm X_{jt} = P_{jt}, \quad (4.4)$$

$$\sum_{iaqs} h_{iaqsjt} X_{iaqsjt} + h_{gt} X_{gt} \pm h_{jt} X_{jt} = \mathcal{E}_{jt}, \quad (4.5)$$

где h_{iaqsjt} – количество часов использования рабочей мощности ТЭС j -й зоны графика нагрузки на этапе t ; h_{jt} – продолжительность периода дефицита (избытка) электроэнергии в энергосистеме региона в режиме j ; h_{gt} – количество часов работы конденсационных ТЭС; X_{gt} – мощность конденсационных ТЭС региона; X_{jt} – величина дефицита (избытка) электроэнергии в энергосистеме региона в режиме j ; P_{jt} и \mathcal{E}_{jt} – максимальная электрическая нагрузка и электропотребление в режиме j .

Учитывая потребление топлива на ТЭС электрогенерирующей компании необходимо сформировать ограничения по топливу:

а) газовое топливо:

$$\sum_j b_{ia\Gamma sjt} X_{ia\Gamma sjt} \leq B_{\Gamma}, \quad (4.6)$$

где $b_{ia\Gamma sjt}$ – удельный расход топлива; Γ – газовое топливо; B_{Γ} – потребность в газе ТЭС электрогенерирующей компании.

б) угольное топливо:

$$\sum_j b_{iaY sjt} X_{iaY sjt} \leq B_Y, \quad (4.7)$$

где $b_{iaY sjt}$ – удельный расход топлива; Y – угольное топливо; B_Y – потребность в угле ТЭС электрогенерирующей компании.

Условия развития ТГК неразрывно связаны с ограничениями, характеризующими инвестиционные возможности:

$$\sum_{ias} k_{iaqsjt} \cdot X_{iaqsjt} \geq I_t, \quad (4.8)$$

где I_t – объем инвестиций, привлекаемых из внутренних и внешних источников электрогенерирующей компании в периоде t .

Для учета всех направлений развития ТЭС электроэнергетической компании в ООСМ необходимо произвести разбивку ограничений мощности оборудования ТЭС на ограничения, учитывающие его состояние и форму будущего воздействия, на три группы [53]:

- 1) действующие ТЭС на органическом топливе;
- 2) подвергаемые техническому перевооружению и реконструкции (продление, замена, демонтаж оборудования);
- 3) новая ТЭС на органическом топливе.

Ограничения, описывающие эти группы объектов выглядят следующим образом:

1. Действующие тепловые электростанции на органическом топливе.

$$\begin{cases} \sum_{jaqs} X_{iaqsjt} \leq X_{iaqt}; \\ X_{iaqt} \leq N_{iaqt} - N_{iaqt}^{pez}; \end{cases} \quad (4.9)$$

где N_{iaqt} – ограничение по установленной мощности с учетом возможного расширения электростанции; N_{iaqt}^{pez} – расчетный резерв мощности, размещенный на данной ТЭС электроэнергетической компании.

2. Оборудование ТЭС подвергаемое продлению, замене или демонтажу.

$$\sum_j X_{iaq\Pi jt} + \sum_j X_{iaqЗ jt} + \sum_j X_{iaqД jt} \leq N_{iaqt}, \quad (4.10)$$

где Π – продление срока службы; $З$ – замена; $Д$ – демонтаж оборудования.

3. Новые ТЭС на органическом топливе:

а) Ограничение мощностей по новому оборудованию на существующих площадках:

$$\sum_j X_{iaqН jt} \leq N_{iaqt}, \quad (4.11)$$

где $Н$ – новое оборудование на существующих площадках.

- б) ограничение мощностей новых ТЭС:

$$\sum_j X_{iaqNjt} \leq N_{Haqt} , \quad (4.12)$$

где N – новое оборудование на новых площадках; H – новая ТЭС.

Учитывая обстоятельство, что на ТЭС электрогенерирующей компании установлено различное по мощности оборудование и имеющее определенные технико-экономические показатели, то необходимо учесть ограничения по режимам его работы, которые в общем, виде можно представит следующим образом

$$\sum_j X_{iaqsjt} \leq P_{Bt} , \quad (4.13)$$

$$\sum_j h_{iaqsjt} \cdot X_{iaqsjt} \leq \mathcal{E}_{Bt} , \quad (4.14)$$

где P_{Bt} , \mathcal{E}_{Bt} – суммарные мощность и энергия, производимые на ТЭС электрогенерирующей компании.

Практическая апробация разработанной ООСМ осуществлена на примере «Территориальной генерирующей компании №9» (ТГК-9). В качестве исходной информации для формирования структуры электрогенерирующих источников энергокомпании рассматривались мощности по состоянию на 2015 г.

Модель разрабатывается в дискретно-динамической форме с выделением временных этапов. В соответствии с этим в модели выделено 5 этапов с 2015 по 2025 гг.

При моделировании структуры электрогенерирующих источников ТГК-9 выделяются следующие ТЭС [48]:

- действующие (существующие);
- технически перевооружаемые (демонтаж оборудования, продление сроков службы за счет модернизации и замена оборудования);
- новые на существующих площадках;
- новые на новых площадках.

Все оборудование существующих станций объединено в группы:

- оборудование мощностью не более 100 МВт;

- оборудование мощностью 150-200 МВт;

Для новых ТЭЦ (для существующих и новых площадок) дополнительно выделяются следующие типы агрегатов:

- парогазовые установки (ПГУ);
- газотурбинные установки (ГТУ).

При формировании исходных данных для модели предварительно была определена структура электрогенерирующего оборудования, достигшего предельных сроков службы. В результате этого обязательный демонтаж оборудования определяется на основании планов развития электроэнергетической компании.

Новое оборудование размещается либо на существующих площадках, либо на новых площадках. На существующих площадках увеличение мощностей ограничивается в основном возможностями данной площадки (электростанции): по водным ресурсам, по площади электростанции, по региональным условиям и т.д. На новых площадках увеличение мощности (строительство новых электростанций) ограничивается экологическими условиями.

Все рассчитанные значения показателей удельных расходов топлива на 1 кВт электрической мощности, а также некоторые производственно-технологические показатели приведены в табл. П.4.2 и П.4.3.

Построение ООСМ было выполнено с помощью пакета прикладных программ «ЛП АСУ» [3] и набора специально разработанных сервисных программ.

Практическая реализация разработанной ООСМ показана на примере ТГК-9, в состав которой вошли 23 действующих электрогенерирующих источников (ЭГИ), работающих на газовом и угольном топливе, общей установленной мощностью 3295 МВт.

В результате расчетов были определены типы воздействия на электрогенерирующие источники ТГК-9 (табл. 4.1), в соответствии с которыми, принимаются решения, касающиеся развития отдельных электростанций энергокомпании:

- 1) продление срока службы основного оборудования электростанции преимущественно за счет модернизации (П);
- 2) замена оборудования действующих электростанций на новое (ПГУ, ПГУ, ГТУ) (З);
- 3) демонтаж оборудования электростанции (Д);
- 4) новое энергетическое строительство (Н).

Результаты расчетов (табл. 4.1 и рис. 4.3) говорят о следующем. На большинстве электростанций требуется проведение мероприятий по замене действующего оборудования на новое общей мощностью 2 255 МВт (56 %). Частичный или полный демонтаж оборудования необходимо осуществить в размере 520 МВт (13 %) из-за низких его технико-экономических показателей, в основном из-за высокого расхода топлива на выработку энергии. На ряде электростанций следует провести продление срока эксплуатации оборудования за счет модернизации (11 %), в частности на Ново-Свердловской ТЭЦ, Пермской ТЭЦ-9, Пермской ТЭЦ-14, Чайковской ТЭЦ в размере 200, 110, 100, 50 МВт соответственно.

Результаты моделирования показали, что к 2025 году, учитывая современные темпы развития экономики региона, руководству ТГК-9 необходимо принять решение о сооружении новых энергетических мощностей в размере 820 МВт (20 %), большая доля которых должна приходиться на ПГУ в основном из-за их высокой эффективности. Это будет особенно актуально при увеличении цены на газовое топливо.

Оптимизация состава и структуры электрогенерирующих мощностей ТГК-9 выявила ее слабые места, которые характеризуются значительным отставанием в развитии энергокомпании и в ближайшее время неизбежно станут тормозом регионального развития.

Таблица 4.1

Результаты оптимизации структуры электрогенерирующих источников ТГК-9

Электростанция	Установленная мощность, МВт		Тип воздействия
	2015 г.	2025 г.	
1	2	3	4
1. Ново-Свердловская ТЭЦ	500	200	П
		300	З
2. Нижнетуринская ГРЭС	284	284	З
3. Красногорская ТЭЦ	121	45	З
		76	Д
4. Богословская ТЭЦ	145	105	З
		40	Д
5. Качканарская ТЭЦ	50	50	З
6. Первоуральская ТЭЦ	36	36	З
7. Свердловская ТЭЦ	30	30	З
8. Березовская ТЭЦ-2	117	77	З
		40	Д
9. Кизеловская ГРЭС	14	14	Д
10. Березовская ТЭЦ-4	29	29	З
11. Закамская ТЭЦ-5	67	47	З
		20	Д
12. Пермская ТЭЦ-6	56	56	З
13. Пермская ТЭЦ-9	485	302	З
		110	П
		12	Д
14. Березовская ТЭЦ-10	21	21	З
15. Соликамская ТЭЦ-11	18	18	З
16. Соликамская ТЭЦ-12	87	75	З
		12	Д

1	2	3	4
17. Пермская ТЭЦ-13	18	18	З
18. Пермская ТЭЦ-14	345	245	З
		100	П
19. Чайковская ТЭЦ	170	120	З
		50	П
20. Воркутинская ТЭЦ-1	25	25	Д
21. Воркутинская ТЭЦ-2	270	47	З
		223	Д
22. Интинская ТЭЦ	18	6	З
		12	Д
23. Сосногорская ТЭЦ	390	344	З
		46	Д
Новая ТЭЦ	0	820	Н
- ПГУ	0	185	Н
- ПГУ	0	635	Н
- ГТУ	0	150	Н
Всего по ЭГИ	3295	3535	-

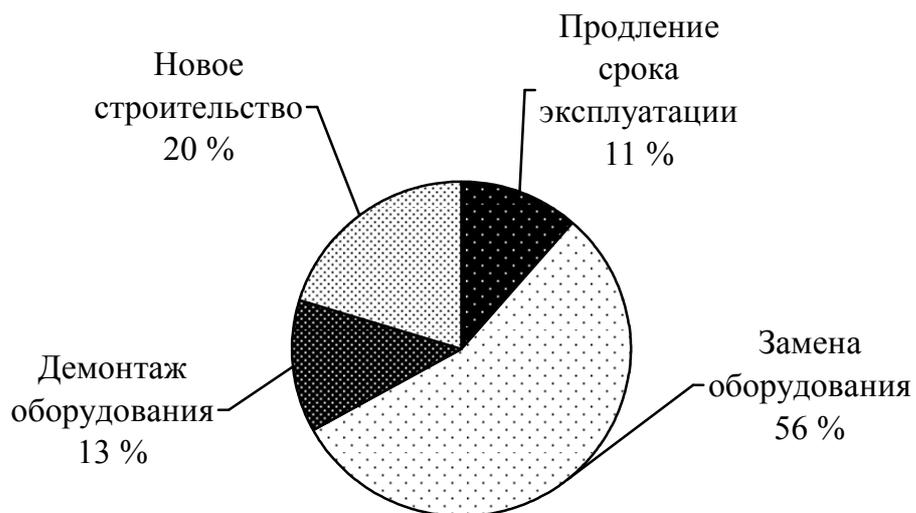


Рис. 4.3. Структура мероприятий ТГК-9 по развитию энергообъектов

В соответствии с задачами формирования модельно-методического комплекса оценка эффективности развития электрогенерирующей компании на следующем этапе необходимо проведение так называемой дооптимизации в составе оценочных моделей, которые позволят выбирать наиболее эффективный вариант развития ТЭС электрогенерирующей компании.

4.2. Разработка моделей оценки эффективности развития ТЭС электрогенерирующей компании

Процессы реструктуризации электроэнергетики, происходящие в настоящее время, осложнили условия функционирования и развития электрогенерирующих компаний. Главными их структурным элементами являются ТЭС техническое состояние которых находятся в сложном положении благодаря значительному физическому и моральному износу оборудования. Это вызывает необходимость более детального изучения особенностей развития электрогенерирующей компании на уровне энергообъектов, что позволит выявить наиболее эффективные пути их развития.

Для учета этих обстоятельств, в составе модельно-методического комплекса оценки эффективности развития электрогенерирующей компании, предусмотрен специальный блок, который позволяет после проведения оптимизации структуры мощностей проводить исследование направлений инвестирования исходя из особенностей развития и состояния того или иного энергообъекта энергокомпании.

Общая схема оценки эффективности развития ТЭС электрогенерирующей компании показана на рис. 4.4. в соответствии, с которой исследования состоят из следующих этапов:

- 1) формирование вариантов развития ТЭС электрогенерирующей компании;
- 2) оценка эффективности вариантов развития ТЭС электрогенерирующей компании;

- 3) анализ чувствительности показателей коммерческой эффективности;
- 4) оценка предпочтительности вариантов развития ТЭС электрогенерирующей компании с использованием аппарата нечетких множеств;
- 5) анализ областей полученных решений и выбор наиболее эффективных вариантов развития ТЭС электрогенерирующей компании.

В рамках первого этапа происходит формирование вариантов развития ТЭС электрогенерирующей компании, которые учитывают все возможные способы воздействия на энергообъект в целях повышения его эффективности. Это позволяет выявить приоритеты развития в зависимости от стратегии и тактики руководства электрогенерирующей компании.

Оценка эффективности вариантов развития ТЭС электрогенерирующей компании проводится с использованием критериев экономической и коммерческой эффективности, а также с привлечением аппарата нечетких множеств к исследованию факторов неопределенности и многокритериальности.

Анализ чувствительности показателей коммерческой эффективности позволяет определить устойчивость проекта развития ТЭС при изменении основных параметров проекта (цена топлива, производственные издержки, капиталовложения и т.п.) с учетом фактора риска, характеризующего внешние условия.

Оценка предпочтительности вариантов развития ТЭС электрогенерирующей компании с использованием аппарата нечетких множеств дает возможность сформировать области решений в зависимости от важности критериев коммерческой и экономической эффективности.

На заключительном этапе проводится анализ областей полученных решений и выбор наиболее эффективных вариантов развития ТЭС электрогенерирующей компании с учетом интересов руководства электрогенерирующей компании и планами развития.



Рис. 4.4. Схема оценки эффективности развития ТЭС электрогенерирующей компании

4.2.1. Методологические аспекты оценки эффективности технического перевооружения ТЭС

В условиях экономических дисбалансов возникает необходимость в использовании различных критериев оценки эффективности развития региональной электроэнергетики, что связано в первую очередь с различными интересами субъектов управления отраслью. Менеджмент энергокомпании руководствуется в первую очередь коммерческими, а регион народнохозяйственными интересами. Это и приводит к многокритериальной задаче оценки развития региональной электроэнергетики.

Следует отметить, что методы многокритериального анализа эффективности технического перевооружения в электроэнергетике должны учитывать системный подход к проведению исследований, в частности, по обоснованию эффективности технического перевооружения и ввода новых ТЭС.

Системный подход позволяет охватить многие специфические особенности, влияющие на перспективы развития (экономические, финансовые, социальные, административные, экологические и др.). С учетом этого складывается новая стадийность по управлению развитием региональной электроэнергетики. Существующие системы утрачивают прежний плановый характер и превращаются в средства прогнозирования, согласования территориально-производственных и корпоративных интересов, а также координации действий в рыночной среде.

Для рационального управления процессами обновления производственного потенциала электроэнергетики необходима соответствующая научно-методическая база, которая позволит обеспечить:

- увязку объемов технического перевооружения ТЭС с прогнозами спроса на электроэнергию, формирование энергетических балансов и создание дополнительных резервов электрогенерирующих мощностей в энергосистемах;
- проведение маркетинговых исследований рынка энергетического оборудования, необходимых для технического перевооружения ТЭС с примени-

ем новых энергосберегающих и природоохранных технологий производства электроэнергии;

– формирование показателей экономической эффективности вариантов технического перевооружения ТЭС в сопоставлении с новым энергетическим строительством;

– обоснование эффективности использования инвестиционных ресурсов для технического перевооружения ТЭС в условиях реструктуризации отрасли.

В основу оценки эффективности альтернативных вариантов развития электростанций положен общий методический подход к обоснованию эффективности инвестиционных проектов в новых условиях социально-экономического развития и хозяйствования, предусматривающий рассмотрение двух аспектов эффективности: экономического и коммерческого.

Первый из этих аспектов связан с общественной оценкой результатов и затрат по проектам исходя из корпоративных и региональных интересов, а второй определяет сугубо рыночную эффективность инвестиций.

В качестве критерия экономической эффективности приняты динамические интегральные затраты ($Z_{И}$) за период строительства и эксплуатации объектов T [40, 45, 112, 114, 118, 139, 149]:

$$Z_{И} = \sum_{t=1}^T (K_t + I_t + Z_t^Л)(1 + \alpha)^{-t}, \quad (4.15)$$

где K_t и I_t – капитальные вложения в строительство и годовые эксплуатационные издержки за период t ; $Z_t^Л$ – затраты на вывод объектов из эксплуатации за период t ; α – норма дисконта.

Для оценки коммерческой эффективности используется показатель интегрального эффекта ($\mathcal{E}_{И}$), представляющий собой разность дисконтированных за период жизненного цикла объекта, оценок результатов (доходов, выручки) и затрат (расходов) [40, 45, 112, 114, 118, 139, 149]:

$$\mathcal{E}_{И} = \sum_{t=1}^T (D_t - (K_t + I_t))(1 + \alpha)^{-t}, \quad (4.16)$$

где D_t – доход (выручка) от реализации продукции (электрической и тепловой энергий) за период t ; K_t и I_t – капиталовложения и годовые издержки за период t .

Выбор данных критериев для прогнозных разработок удобен по условиям обеспечения преемственности задач определения экономической и коммерческой эффективности энергетических объектов. По этой причине из-за существенных различий в формах представления критерия следует признать нецелесообразным использование ранее применявшегося критерия приведенных затрат [45, 69, 113, 118].

При разработке оценочных моделей экономической и коммерческой эффективности технического перевооружения в электроэнергетике следует учесть следующие аспекты:

1. Оценку стоимостных показателей в формулах (4.15) и (4.16) следует производить в сопоставимых ценах для задаваемого (базового) года. Это дает возможность определенным образом учесть влияние инфляционных процессов. Одновременно по основным элементам затрат должны быть заданы прогнозные значения индексов, учитывающих изменения цен во времени, вызванные структурной перестройкой экономики и влиянием мирового рынка.

2. Исходя из экономической природы рассматриваемых критериев эффективности необходим учет влияния фактора времени с помощью коэффициентов дисконтирования.

3. При углубленном анализе каждая составляющая затрат должна быть подразделена на экономические и рыночные элементы. В этом отношении наиболее сложен анализ структуры капиталовложений в ТЭС, в составе которых необходимо вначале выделить затраты на оборудование и строительномонтажные работы, а затем произвести их детальную дифференциацию с выявлением рыночных составляющих. Следует полагать, что вклад этих составляющих в формирование стоимости весьма существен и может исказить соотношение показателей сравнительной экономической эффективности альтернативных вариантов. Особенно это касается показателей по новому энергетическому

оборудованию – газотурбинному и парогазовому, цены на которое, по-видимому, будут намного ниже соответствующих цен для традиционного паросилового оборудования вследствие меньшей металло- и трудоемкости изготовления, хотя оценка стоимости по рыночным ценам может давать обратный результат. При формировании затрат на строительные-монтажные работы аналогичным образом должны быть выделены рыночные составляющие в заработной плате, материальных и энергетических ресурсах, а также в налогах.

4. Использование критерия экономической эффективности, выраженного в форме интегральных затрат, требует обеспечения тождества всех производственных и региональных эффектов. Это тождество достигается путем обеспечения:

- адекватности вариантов по объему энергетической продукции – электрической и тепловой энергии;
- стоимостной оценки влияния электроэнергетики на социальную сферу и природную среду.

5. При использовании критерия коммерческой эффективности – интегрального эффекта – может возникнуть необходимость в учете некоторых ограничений, накладываемых рыночными условиями. К ним могут относиться [18, 45, 105, 112, 114, 149]:

- задаваемый максимальный порог по внутренней норме доходности (ВНД), при которой величина интегрального эффекта обращается в нуль ($\mathcal{E}_i(\text{ВНД})=0$):

$$\text{ВНД} \geq \alpha_{\min}, \quad (4.17)$$

где α_{\min} – минимально допустимое значение нормы дисконта.

Внутренняя норма доходности на практике обычно определяется методом подбора, т.е. перебором различных пороговых значений рентабельности, при этом проект считается рентабельным, если ВНД не ниже исходного порогового значения;

– срок окупаемости инвестиционных затрат ($T_{ок}$), представляющий собой количество лет, в течение которых доход от продаж за вычетом функционально-административных издержек возмещает основные капитальные вложения;

– максимальный денежный отток (МДО), показывающий наиболее отрицательное значение чистой текущей стоимости и, как правило, означающий потребность в дополнительном финансировании;

– норма безубыточности (НБ), показывающая определенный объем производимой продукции, при котором наблюдается равенство затрат доходам.

Прогнозный характер разработок накладывает определенный отпечаток на методику исследований, выражающийся, главным образом, в обобщенной целевой постановке задач, обеспечении комплексности исследований и необходимости учета влияния фактора неопределенности.

4.2.2. Формирование альтернативных вариантов технического перевооружения ТЭС

В основу формирования альтернативных вариантов технического перевооружения ТЭС электрогенерирующей компании положена целевая направленность осуществляемых мероприятий. В связи с этим выделен следующий круг взаимосвязанных задач:

- продление сроков эксплуатации и восстановление мощности ТЭС;
- изменение топливных режимов (в части вида топлива и его качественных характеристик);
- увеличение производственных мощностей и объемов производства энергетической продукции – электрической энергии;
- существенное улучшение основных системных характеристик – надежности, маневренности, устойчивости параллельной работы и др.;
- повышение эффективности использования энергетических, трудовых и материальных ресурсов;

– повышение эффективности охраны окружающей среды и безопасности объектов;

– диверсификация производства в основном на базе утилизации промышленных отходов (сбросного тепла, золошлаковых остатков и др.);

– повышение эффективности производственных процессов в условиях самофинансирования;

– повышение общественной эффективности региональной электроэнергетики.

Проведенная структуризация характеризует отдельные стороны воспроизводственных процессов в региональной электроэнергетике. Анализ реальных процессов показывает, что техническое перевооружение, как правило, носит комплексный многосторонний характер, как по целевой направленности, так и по способам проведения.

Обобщая результаты структуризации, можно выделить три группы альтернативных вариантов, подлежащих рассмотрению:

– продление сроков службы энергетического оборудования за счет модернизации основных элементов (парогенератор, турбоагрегат и т.д.);

– замена основного оборудования без увеличения производственной мощности (простое воспроизводство);

– замена основного оборудования с увеличением производственных мощностей (расширенное воспроизводство).

Основными показателями, характеризующими эти группы вариантов, являются:

– сроки службы объектов после их технического перевооружения;

– электрические мощности объектов – исходные и конечные.

По характеру воспроизводственных процессов рассматриваемые группы в дальнейшем кратко названы: 1 – продление срока эксплуатации; 2 – восстановление основных производственных фондов; 3 – увеличение мощности ТЭС.

В качестве альтернативы техническому перевооружению ТЭС выступает полный или частичный демонтаж объектов и ввод соответствующих замещаю-

щих электрогенерирующих мощностей. Формирование вариантов технического перевооружения электростанций требует осуществления более детальной дифференциации возможных альтернатив в части:

- типов основного энергетического оборудования;
- видов используемого топлива – до и после технического перевооружения;
- технологических способов производства электроэнергии;
- способов осуществления технического перевооружения ТЭС.

Общая схема формирования вариантов технического перевооружения с учетом этих факторов рассмотрена на примере ТЭС для круга альтернатив (табл. 4.2).

Одним из основных вариантов технического перевооружения является продление сроков службы объектов на 10-15 лет, которое достигается путем модернизации основного и вспомогательного энергетического оборудования (с заменой физически изношенных элементов – деталей и узлов, в основном работающих в зонах высоких температур и давлений). Следует также учитывать и то, что в условиях развития и соответственно перестройки топливно-энергетических балансов модернизация оборудования часто будет сопровождаться изменениями в топливных режимах ТЭС, выражающихся в замене видов основного и резервного топлива или же существенном изменении их качественных характеристик.

Выбор вида топлива отражается и на формировании вариантов, связанных с заменой энергетического оборудования. Это обусловлено разной степенью освоения нового оборудования. На прогнозном этапе при использовании природного газа повышение эффективности производства электроэнергии на существующих ТЭС может быть достигнуто путем применения новых природоохранных и энергосберегающих технологий: 1) очистки дымовых газов от оксидов азота (азотоочистка); 2) переоборудования паротурбинных ТЭС путем надстроек на базе газотурбинных установок единичной мощностью от 25 до 150 МВт; 3) ПГУ мощностью от 150 до 800 МВт.

Схема формирования альтернативных вариантов
технического перевооружения ТЭС

Основные показатели	Группы вариантов		
	Продление эксплуатации	Восстановление объекта	Увеличение мощности
1. Общие 1.1. Срок службы объекта, лет 1.2. Электрические мощности: исходная ($N_{исх}$) конечная ($N_{кон}$)	10-15 $N_{кон} \leq N_{исх}$	25-30 $N_{кон} \leq N_{исх}$	25-30 $N_{кон} \geq N_{исх}$
2. По типам основного энергетического оборудования 2.1. Типы установок: - паротурбинные (ПТУ) - парогазовые (ПГУ) - газотурбинные (ГТУ) 2.2. Мощности агрегатов, N_a , МВт 2.3. Маневренность оборудования (до и после технического перевооружения)	ПТУ (≥ 130 ата) - - 150-500 а) базисный режим б) полупиковый режим в) пиковый режим	ПТУ ПГУ ГТУ 150-500 а) базисный режим б) полупиковый режим в) пиковый режим	- ПГУ ГТУ 200-800 а) базисный режим б) полупиковый режим в) пиковый режим
3. По топливу: исходному и конечному (газ, угли)	а) без изменения вида топлива б) с изменением вида топлива	а) без изменения вида топлива б) с изменением вида топлива	а) без изменения вида топлива б) с изменением вида топлива
4. По технологическим способам производства электроэнергии 4.1. Газ 4.2. Уголь	Современный Современный	Традиционный Газоочистка ПГУ Традиционный Газоочистка Котлы с ЦКС	ПГУ ПГУ с ВЦГ
5. По способам технического перевооружения	Модернизация оборудования	Реконструкция в существующем главном корпусе. Реконструкция в новом главном корпусе	Реконструкция в новом главном корпусе

При использовании угольного топлива аналогичные эффекты обеспечиваются на базе технологий: 1) очистки дымовых газов от окислов азота и серы, а также повышения степени золоулавливания; 2) применения котлоагрегатов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС); 3) использования парогазовых установок с внутри цикловой газификацией углей (ВЦГ). Анализ показывает, что для практического применения наиболее подготовлены перечисленные технологии производства электроэнергии на природном газе, а также технологии, предусматривающие очистку дымовых газов на угольных ТЭС. Проблематичным остается крупномасштабное использование котельных агрегатов с кипящим слоем и особенно ПГУ с газификацией угольного топлива.

При осуществлении технического перевооружения ТЭС на базе традиционных паротурбинных установок, как правило, отсутствует возможность для заметного увеличения располагаемой мощности по сравнению с существующим уровнем. Последнее не исключает некоторого увеличения мощностей (на 5 %) при тех же габаритах агрегатов за счет совершенствования конструктивных решений. В то же время при использовании парогазовых установок вследствие их более благоприятных характеристик (экономических, габаритных, экологических и др.) создаются предпосылки для значительного прироста электрогенерирующей мощности на существующих площадках (на 25 – 50 %) [149].

Отмеченные обстоятельства свидетельствуют о том, что уже на начальных этапах разработок по развитию региональной электроэнергетики необходима тесная увязка технического перевооружения ТЭС с их топливообеспечением. При переходе к региональному уровню разработок предусматривается увеличение альтернатив в области технического перевооружения, прежде всего рассмотрение возможных способов реконструкции объектов, в том числе использования существующих главных корпусов ТЭС. Это позволит также сформировать требования к развитию энергомашиностроительной базы (в части типоразмеров и объемов производства энергетического оборудования).

4.2.3. Методические особенности оценки эффективности технического перевооружения ТЭС

Анализ возможных вариантов технического перевооружения ТЭС позволил выявить ряд характерных особенностей, которые играют существенную роль при формировании показателей экономической и коммерческой эффективности. Эти особенности в основном проявляются в трех взаимосвязанных аспектах:

- 1) в обеспечении воспроизводства основных фондов;
- 2) в уровне эффективности технологий производства электроэнергии в части использования материальных, трудовых и природных ресурсов;
- 3) в условиях протекания инвестиционных процессов.

В данном отношении выделенные группы вариантов существенно отличаются друг от друга, что должно учитываться при обеспечении сопоставимости их показателей.

По первой группе вариантов (продление эксплуатации) сроки службы существующего основного энергетического оборудования подлежат увеличению, как отмечалось выше, на 10-15 лет. В рамках этой группы в зависимости от конкретных условий (внешних и площадочных) возможны как вариант чистой модернизации энергетического оборудования с сохранением прежних эксплуатационных условий, так и варианты, предусматривающие сочетание модернизации оборудования с изменением режимов работы ТЭС, осуществлением комплекса природоохранных мероприятий, а также с заменой вида топлива.

При полной модернизации энергетического оборудования основные характеристики объекта остаются практически без изменений, т.е. сохраняется существенная степень морального износа. В связи с этим может стать целесообразным снижение выработки электроэнергии на таком оборудовании (главным образом, для экономии топлива и снижения валовых выбросов вредных веществ в окружающую среду). Один из основных путей повышения эффективности состоит в переводе электростанций в маневренный режим работы, ко-

торый характеризуется, как известно, более высокой альтернативной ценой электроэнергии. Возможно также использование генерирующей мощности в качестве аварийного резерва.

В случае неблагоприятной экологической обстановки в зоне действия ТЭС может оказаться, что продление сроков службы оборудования будет допустимо только при проведении комплекса природоохранных мероприятий, обеспечивающих существенное улучшение экологических характеристик объекта. Это, как правило, может быть связано с большим объемом реконструкционных работ на площадке ТЭС (установкой новых очистных устройств, заменой дымовых труб на более высокие, реконструкцией системы технического водоснабжения и др.). Кардинальным мероприятием, обеспечивающим повышение экологической эффективности существующих ТЭС, работающих на угольном топливе, является их перевод на природный газ (кроме сернистого газа). Технические возможности и условия замены вида угольного топлива зависят от степени подобия качественных характеристик исходного (проектного) и нового топлива (калорийности, влажности, зольности, химического состава золы, выхода летучих и др.).

Основные инвестиционные характеристики рассматриваемой группы вариантов являются наиболее благоприятными в сопоставлении с остальными группами вариантов технического перевооружения ТЭС, что обусловлено:

- относительно небольшими объемами капитальных вложений;
- возможностью осуществления модернизации оборудования за сравнительно небольшие сроки, совмещаемые, как правило, с проведением капитальных ремонтов.

Последнее обеспечивает непрерывность эксплуатации, а также малые лаги между затратами и результатами. Недостатком является отмеченная ограниченность увеличения эксплуатационных ресурсов существующего оборудования, которая в 2-3 раза ниже сроков службы по альтернативным вариантам его замены. Это приводит к соответствующему возрастанию амортизационных отчислений.

Вторая группа вариантов технического перевооружения ТЭС предполагает восстановление мощности ТЭС на существующей площадке без увеличения электрогенерирующей мощности. Особенности формирования показателей эффективности по данной группе вариантов в значительной степени будут зависеть от условий реконструкции ТЭС. В этом отношении следует выделять два варианта замены энергетического оборудования с его размещением соответственно:

- в существующем главном корпусе;
- в новом главном корпусе.

По первому из вариантов технические решения будут определяться в первую очередь конкретными возможностями реконструкции главного корпуса. При использовании угольного топлива, как показывает анализ проектных разработок, следует в основном ориентироваться на сохранение прежних типоразмеров энергетического оборудования, это дает возможность «вписаться» в строительные габариты. При этом можно рассчитывать на некоторое улучшение характеристик энергетического оборудования (по расходам топлива, выбросам вредных веществ в окружающую среду, трудозатратам на эксплуатацию и ремонтное обслуживание) в пределах возможностей традиционных способов производства электроэнергии. На природном газе, кроме аналогичного варианта использования традиционного паросилового оборудования тех же типоразмеров, принципиально возможны варианты парогазовых надстроек благодаря их компактности и сравнительно небольшим габаритам. При этом обеспечивается существенное улучшение упомянутых характеристик ТЭС.

Следует отметить, что во всех рассмотренных случаях замена оборудования в существующем главном корпусе требует длительных по времени работ, связанных с демонтажом существующего и установкой нового энергетического оборудования. Это, в свою очередь, приведет к продолжительному снижению располагаемой мощности реконструируемой ТЭС и, следовательно, потенциальных объемов производства электроэнергии. Существующая технология реконструкции главного корпуса в среднем предусматривает одновременное вы-

полнение работ по восстановлению не более двух блоков. С учетом подготовительного периода общая продолжительность восстановления ТЭС большой мощности может составлять 5-7 лет. За этот период потенциальная невыработка электроэнергии (при неизменном коэффициенте использования генерирующей мощности) по своей величине более чем в два раза превысит годовой объем производства.

По альтернативным вариантам восстановления мощности ТЭС с размещением энергетического оборудования в новом главном корпусе (при отсутствии ограничений по площадочным условиям) можно принять те же условия по типоразмерам агрегатов и технологическим способам производства электроэнергии, что и на новых ТЭС, сооружаемых в тот же период времени. При этом для угольных ТЭС не следует рассчитывать на существенное увеличение генерирующей мощности по сравнению с ее исходной величиной. Последнее можно объяснить тем, что повышение экологической «чистоты» объекта при техническом перевооружении на базе новых технологий производства электроэнергии в значительной мере будет компенсировать ужесточение природоохранных требований. Кроме того, в конкретных условиях возможны и площадочные ограничения (по размещению топливного хозяйства, золоотвалов и др.). В то же время при использовании в качестве топлива природного газа, применение ПГУ позволяет не только восстановить прежнюю мощность объекта, но и при благоприятных площадочных условиях обеспечить ее значительное увеличение.

Отмеченные особенности альтернативных вариантов технического перевооружения ТЭС наиболее ощутимо проявляются при обосновании их сравнительной экономической эффективности по критерию интегральных затрат. Это обуславливается, главным образом, обеспечением сопоставимости показателей рассматриваемых вариантов исходя из тождества основных производственных и региональных эффектов.

По электроэнергетическим условиям целесообразно разделить сопоставление по данному критерию двух совокупностей альтернативных вариантов. К первой из них отнесены варианты, обеспечивающие воспроизводство основных

фондов объекта, т.е. продление сроков службы и восстановление существовавшей электрической мощности. При этом в качестве альтернативы технического перевооружения выступает соответствующий ввод новой генерирующей мощности. Вторая совокупность вариантов предусматривает сопоставление сооружения новой ТЭС с увеличением мощности на существующих электростанциях.

Принципиальное различие в методических подходах к рассмотрению данных совокупностей вариантов обуславливается целевой направленностью задач: в первом случае обоснованию подлежит эффективность технического перевооружения, а во втором – сооружение новой ТЭС.

При формировании первой совокупности вариантов «первичными» являются варианты технического перевооружения ТЭС. Выбор расчетных условий в известной мере будет зависеть от соотношения мощностей объектов, которые подвергаются техническому перевооружению, и мощностей новой электростанции. В случае, когда величины данных мощностей соизмеримы, в число сопоставимых вариантов следует включать альтернативный вариант сооружения новой ТЭС.

Вторая совокупность вариантов технического перевооружения с самого начала формируется как альтернатива сооружению новой ТЭС в электрогенерирующей компании. Ввиду этого «первичными», очевидно, являются варианты по виду топлива, размещению и мощности нового электрогенерирующего источника. В качестве упомянутой альтернативы в общем случае может выступать не один объект, а целая группа ТЭС, на которых при техническом перевооружении возможно увеличение электрогенерирующей мощности сверх существующего уровня.

Особенности формирования критерия сравнительной экономической эффективности для поставленной задачи проявляются при рассмотрении следующего круга вопросов:

- выбора расчетного срока для оценки экономической эффективности вариантов;

- учета временных лагов между вкладыванием средств и получением энергетической продукции;
- уравнения альтернативных вариантов по электрогенерирующей мощности и энергии;
- учета особенностей использования основных производственных фондов (при разных сроках службы оборудования);
- обеспечения социальной экономической сопоставимости альтернативных вариантов.

Выбор расчетного срока ($T_{РАСЧ}$) для определения показателей экономической эффективности зависит от состава альтернативных вариантов. Последние подразделяются на две категории, к первой из которых отнесены сопоставляемые ТЭС, а ко второй – дополнительные ТЭС, включение которых обеспечивает тождество энергетических эффектов. Характеристика сопоставляемых ТЭС дана выше при формировании альтернативных вариантов технического перевооружения. По каждому из этих вариантов необходимо проследить весь жизненный цикл, включающий этапы технического перевооружения (модернизации, реконструкции) существующей ТЭС или строительства новой, ее эксплуатации и последующей ликвидации (после достижения расчетного срока службы). По дополнительным объектам можно ограничиться рассмотрением инвестиционных процессов до выхода на период нормальной эксплуатации (достижения проектной мощности).

Схема формирования состава объектов при оценке сравнительной эффективности вариантов технического перевооружения ТЭС приводится на рис. 4.5. Из этой схемы видно, что для жизненного цикла сопоставляемых вариантов (первого поколения) развития ТЭС требуется рассмотрение периода времени продолжительностью 35 лет. К концу этого периода должны быть введены дополнительные мощности (второго поколения), замещающие выбытие генерирующих мощностей.

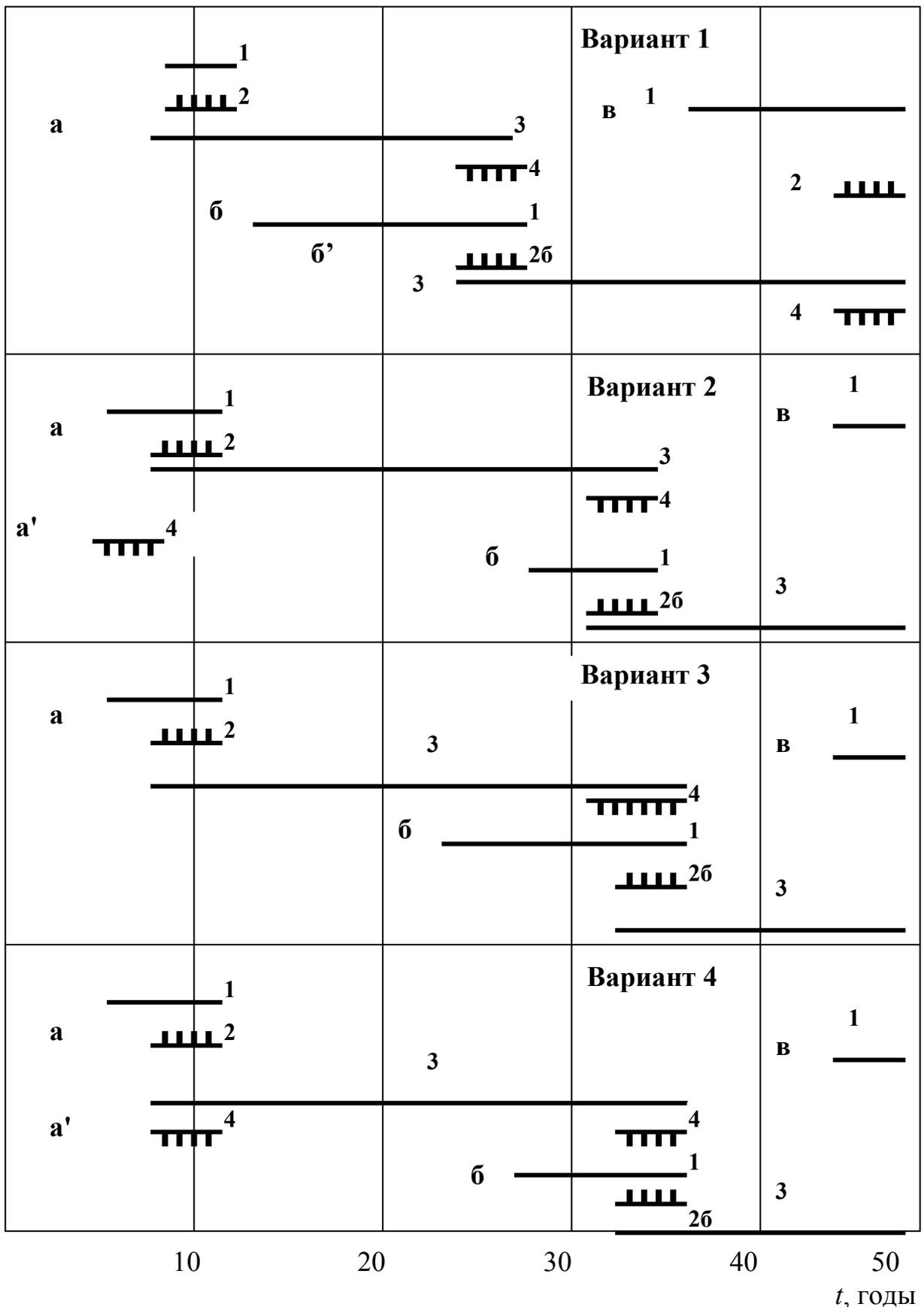


Рис. 4.5. Формирование состава энергетического оборудования по альтернативным вариантам во временном разрезе:

1 - техническое перевооружение (строительство); 2 - ввод мощности; 3 - эксплуатация энергообъектов; 4 - демонтаж; а - сопоставляемые объекты (I поколение); б - дополнительные объекты (II поколение); в - то же (III поколение)

Учет их полного жизненного цикла потребовал бы увеличения расчетного срока до 50 лет с вовлечением в рассмотрение дополнительных мощностей третьего поколения. Это представляется нерациональным по чисто методическим соображениям, так как вклад показателей данных объектов в формирование экономического критерия будет пренебрежимо мал (ввиду дисконтирования затрат) и в значительной мере подавлен влиянием факторов неопределенности.

Учет временных лагов. Наряду с учетом отмеченных «концевых» эффектов для обеспечения энергетической сопоставимости необходим также адекватный учет «начальных» эффектов, обусловленных временными лагами, т.е. разрывами во времени между сроками вкладывания средств (капитальными вложениями) и получения производственных результатов – по отпущенной мощности и электроэнергии. В этом отношении наиболее представительным показателем является продолжительность строительства объекта до момента ввода (технического перевооружения) первого агрегата. Как показывает проведенный анализ, рассматриваемые варианты существенно различаются по данному показателю. Так, модернизация оборудования энергетического блока с продлением срока службы может быть осуществлена в пределах одного года. На восстановление мощности того же блока заменой оборудования в существующем главном корпусе потребуются 1,5-2 года. В то же время продолжительность работ до ввода первого агрегата при сооружении нового главного корпуса на существующем объекте составит около 4 лет, а по варианту сооружения новой электростанции возрастет до 6 лет. Для определения полных сроков «упреждения» данные лаговые характеристики должны быть увеличены на промежуток времени, необходимый для выполнения соответствующих проектных разработок (технико-экономических обоснований, инвестиционных проектов).

В этих условиях учет «начальных» эффектов будет зависеть от многих факторов и прежде всего от степени «дефицитности» энергетических балансов. Так, можно представить две крайние ситуации. В первой из них, которая была характерна для докризисного периода, техническое перевооружение ТЭС, оборудование которых достигло предельных сроков службы оборудования на

начальном этапе, становилось безальтернативным. Поскольку такого рода модернизация оборудования возможна только один раз, для последующих этапов этот вариант вообще исключается. Другая крайняя ситуация (рис. 4.5) исходит от наличия необходимых резервов во времени, делающих правомерным включение всего круга альтернативных вариантов. Данная ситуация более характерна для современного этапа с растущим спросом на электроэнергию.

Уравнивание альтернативных вариантов по мощности и энергии. Главным условием обеспечения энергетической сопоставимости альтернативных вариантов с учетом рассмотренных «начальных» и «конечных» эффектов является их уравнивание по величине полезно отпущенной электрической мощности и электроэнергии. Кроме того необходимо по возможности «синхронизировать» сроки выбытия и ввода генерирующей мощности по вариантам (рис. 4.5).

Общие принципы обеспечения энергетической сопоставимости вариантов для рассматриваемой задачи и различия в текущих значениях и по вариантам могут быть обусловлены:

- дискретностью типоразмеров энергетического оборудования, приводящей к различию располагаемых мощностей энергетического оборудования;
- разными показателями аварийности существующих и новых агрегатов, отражающимися на величине системных резервов мощности;
- различиями в расходах мощности и энергии на собственные нужды (с учетом потребностей природоохранных объектов);
- дополнительными потерями мощности и электроэнергии для варианта сооружения новой ТЭС, поскольку существующие крупные ТЭС в основном расположены в «центрах» нагрузки, а новая ТЭС по площадочным условиям, как правило, будет удалена от этих «центров»;
- длительным остановом оборудования – по варианту восстановления мощности с использованием существующего главного корпуса;
- отмеченными различиями в возможных сроках ввода электрогенерирующей мощности по вариантам (из-за разных временных лагов).

По способам оценки экономических последствий данные факторы можно объединить в две группы. Первые четыре фактора по своей природе связаны с развитием электрогенерирующей компании. Наиболее корректным способом учета их влияния представляется нахождение уравнивающей мощности и электроэнергии для каждого из вариантов по отношению к варианту, в котором величина отпущенной мощности и электроэнергии достигает максимального значения [45, 112]. Для этих целей должны быть получены соответствующие прогнозные оценки по мощности и электроэнергии, дифференцированные по зонам региональной электроэнергетической системы. Влияние последних двух факторов отражается на показателях начального этапа расчетного периода, когда состав электрогенерирующих источников практически уже сформирован и негативные последствия выбытия мощности ТЭС проявляются главным образом в энергопотребляющих системах. Экономическая оценка этих последствий требует рассмотрения конкретных ситуаций, складывающихся в системах (рост или спад потребления электроэнергии, наличие резервов мощности, условия обеспечения надежности электроснабжения потребителей и др.).

Учет особенностей использования основных производственных фондов. Для обеспечения сопоставимости годовых производственных издержек необходим учет разных сроков службы (амортизационного периода) энергетических объектов по альтернативным вариантам: 10-15 лет – при модернизации существующего оборудования и 20-30 лет – по остальным вариантам технического перевооружения и при сооружении новой ТЭС (до 40 лет). Методический подход к учету данного фактора при формировании критериев экономической и коммерческой эффективности принципиально различен. В первом случае амортизационные отчисления на полное восстановление основных производственных фондов учитываться не должны вообще во избежание дублирования затрат при непосредственном рассмотрении воспроизводственных процессов в течение расчетного периода. Другая особенность состоит в учете постоянной составляющей эксплуатационных издержек, включающей затраты на приобретение материалов, запасных частей и прочие расходы (без оплаты труда). Вели-

чина этой составляющей обычно нормируется в виде отчислений от стоимости основных производственных фондов.

Социальная сопоставимость альтернативных вариантов. В условиях реформирования отрасли в значительной мере возрастает роль социальных факторов в развитии и размещении общественного производства. Это обусловливается тем, что процессы формирования рыночных отношений сопровождаются осуществлением активной социальной политики на федеральном и региональном уровнях, включающей социальную защиту населения в период экономического кризиса. Одновременно в условиях децентрализации управления возрастают экономическая самостоятельность субъектов и ответственность собственников за финансово-экономические результаты производственной деятельности. В данном аспекте особенности изучаемого круга альтернативных вариантов в электроэнергетике состоят в следующем.

Наибольшая социальная стабильность достигается при продлении сроков службы энергетического оборудования, поскольку при этом обеспечивается сохранение сложившегося трудового коллектива и использование существующей социальной инфраструктуры. Однако данный вариант является весьма трудоемким в основном из-за недостаточной автоматизации производственных процессов, наличия ручного труда (особенно на угольных ТЭС) и низкой ремонтно-пригодности оборудования. Это обстоятельство наряду с другими влияющими факторами может снизить конкурентоспособность объекта и, в конечном счете, отразиться на уровне рентабельности.

В варианте восстановления мощности объекта с использованием существующего главного корпуса основные негативные моменты связаны с отмеченным длительным остановом энергетического оборудования. При этом в целях сохранения трудового коллектива потребуется его социальная поддержка.

Более благополучные условия создаются в варианте технического перевооружения, предусматривающем строительство нового главного корпуса на существующей площадке ТЭС. В этом варианте демонтаж существующего оборудования осуществляется после установки новых агрегатов, что позволяет

сохранить преемственность в использовании существующего промышленно-производственного персонала. Как положительный фактор может расцениваться и заключение новых договоров для строительно-монтажных организаций. Поскольку существующие ТЭС, как правило, расположены в освоенных районах, можно рассчитывать на использование сложившейся в них социальной инфраструктуры.

Вопросы учета социальных затрат при формировании критериев экономической и коммерческой эффективности во многом являются дискуссионными. Таким образом, при определении сравнительной экономической эффективности альтернативных вариантов предусматривается включение двух составляющих затрат:

- заработной платы промышленно-производственного персонала;
- капитальных вложений в строительство населенного пункта для расселения строительно-монтажных и эксплуатационных кадров (по варианту новой ТЭС).

При определении коммерческой эффективности добавляются следующие составляющие социальных затрат:

- отчисления во внебюджетные государственные фонды (пенсионный, социального страхования и др.);
- капитальные вложения в развитие социальной инфраструктуры для территории (в зоне размещения новых ТЭС);
- затраты на эксплуатацию социальных объектов, находящихся на хозяйственном балансе ТЭС;
- оплата лицензий на сооружение энергетических объектов;
- дополнительные компенсационные затраты, выплачиваемые населению (льготы на потребляемую электроэнергию, социальные пакеты и др.).

Экологическая сопоставимость альтернативных вариантов. Исследования влияния экологических факторов на эффективность технического перевооружения электроэнергетики включает три основных аспекта:

– учет экологических ограничений на функционирование и развитие энергетических объектов;

– экономическую оценку экологических факторов при определении затрат по критериям экономической и коммерческой эффективности;

– формирование сугубо экологических критериев при многокритериальной постановке задачи.

Первый аспект учитывается при формировании альтернативных вариантов в форме:

– лимитов (квот) на величину выбросов вредных веществ в окружающую природную среду;

– предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК);

– удельных предельно-допустимых выбросов вредных веществ (ПДВ) для энергетического оборудования.

Данные ограничения оказывают существенное влияние:

– на возможность продления сроков службы действующего оборудования;

– применение новых природоохранных технологий производства электроэнергии при техническом перевооружении ТЭС;

– выбор размещения и параметров новой ТЭС.

Сложность решения экологических проблем обуславливается тем, что многие существующие ТЭС расположены в зонах хозяйственной деятельности, характеризующихся сильной фоновой загрязненностью окружающей природной среды (часто многократно превышает допустимые экологические нормы). В таких условиях вынужденно устанавливаются временные квоты на выбросы и концентрации вредных веществ, поэтому техническое перевооружение ТЭС должно, как правило, сопровождаться резким улучшением их экологических характеристик. При сохранении существующего оборудования или его замене на аналогичное возникает необходимость в сооружении новых природоохранных объектов (в первую очередь для очистки дымовых газов от оксидов азота и серы). Более кардинальные решения, как отмечалось выше, связаны с приме-

нием новых природоохранных технологий производства электроэнергии (на базе ПГУ, котлов с кипящим слоем и др.), а также с переводом ТЭС на экологически более чистое топливо (например, природный газ). В конкретных условиях препятствием для технического перевооружения ТЭС может стать отсутствие свободных площадей для размещения природоохранных объектов. В таких случаях целесообразно рассмотреть возможности изменения режима работы ТЭС (в частности, ее использование в качестве резервного энергоисточника).

Таким образом, учет указанных экологических факторов может приводить к существенному удорожанию производства электроэнергии при техническом перевооружении ТЭС (из-за роста капиталовложений и эксплуатационных издержек, а также дополнительных расходов энергии на собственные нужды природоохранных технологий).

По условиям обеспеченности экологическими ресурсами размещение альтернативного источника – новой ТЭС, как правило, оказывается возможным в периферийных районах, что приводит к соответствующему удорожанию транспорта электроэнергии.

Нетрудно видеть, что большинство из перечисленных составляющих затрат неразрывно связано с технологическим процессом и выделение в них экологической компоненты весьма проблематично. Отмеченное обстоятельство делает целесообразным их учет в составе производственных затрат.

К сугубо экологическим составляющим отнесены затраты, связанные с использованием региональных природных ресурсов и ущербами от их загрязнения. В соответствии с существующими методологическими разработками [45, 53, 68, 112, 114] в их составе должны выделяться:

- плата за отчуждение земель для размещения энергетических объектов (площадок ТЭС, водохранилищ, золоотвалов и др.);
- затраты на рекультивацию земель после их использования (при ликвидации объектов электроэнергетики);
- плата за водные ресурсы – валовое и безвозвратное водопотребление;

– плата за загрязнение окружающей природной среды – выбросами в атмосферу (летучей золы, токсичных газов); сбросами загрязняющих веществ в водоемы; загрязнение почв промышленными отходами (золошлаковыми остатками).

Эти оценки должны быть дифференцированы в территориальном разрезе в зависимости от степени ценности экологических ресурсов и наносимых ущербов окружающей природной среде.

Особенности определения показателей коммерческой эффективности.

При исследовании альтернативных вариантов технического перевооружения ТЭС формирование критерия коммерческой эффективности в виде интегрального эффекта затрагивает следующий круг основных вопросов:

- прогнозирование цены электроэнергии в энергетических системах;
- обеспечение сопоставимости затрат на отпущенную электроэнергию;
- оценка величины упущенной прибыли от снижения объемов производства электроэнергии (на время работ по модернизации и реконструкции энергообъекта).

На начальных стадиях важно обеспечить сопоставимость прогнозных показателей цены электроэнергии в электроэнергетической системе и затрат на отпущенную электроэнергию по рассматриваемым вариантам технического перевооружения ТЭС. Принятый методический подход к решению поставленной задачи базируется на следующих основных положениях:

- формирование цены на электроэнергию в рамках оптового рынка как наиболее характерного для конденсационных ТЭС, являющихся относительно крупными хозяйственными субъектами;

- прогнозирование цены оптового рынка по принципу предельной (маржинальной) стоимости производства электроэнергии, что в наибольшей степени отвечает концепции конкурентного рынка;

- определение прогнозных цен на электроэнергию и затрат на ее производство на единой методической основе с «синхронизацией» этих показателей во времени;

– территориальная дифференциация цен на электроэнергию.

Такой подход позволил положить в основу формирования цены электроэнергии показатели ее производства на новой ТЭС как вероятном замыкающем объекте, обеспечивающем прирост производства электроэнергии в соответствующей электрогенерирующей компании.

Данный методический подход одновременно дает возможность обеспечить преемственность с исследованиями экономической эффективности, поскольку при их проведении, как уже отмечалось, новая ТЭС фигурировала в качестве альтернативного энергоисточника. Так, в ценах электроэнергии на оптовом региональном рынке должны также учитываться затраты, связанные с формированием инфраструктуры этого рынка, – так называемая абонентная плата, включающая расходы на передачу электроэнергии по системообразующей сети, диспетчерское управление, обеспечение надежности и устойчивости параллельной работы и др.

Обеспечение единой методической основы формирования цены на электроэнергию и затрат на отпущенную электроэнергию по вариантам технического перевооружения ТЭС касается, главным образом, согласования принципов формирования затрат в энергетическом производстве, а также налогообложения и отчисления в региональные и отраслевые фонды. Основные особенности состоят в том, что в вариантах технического перевооружения ТЭС при определении затрат на отпущенную электроэнергию может быть предусмотрен непосредственный учет инвестиционной составляющей затрат путем распределения во времени и дисконтирования капиталовложений, а при оценке прогнозной цены электроэнергии использовать показатели рентабельности капиталовложений. Кроме того, целесообразно дифференцировать величину абонентной платы по типам энергоисточников и их размещению, так как затраты на передачу и распределение электроэнергии от существующих ТЭС, как правило, будут ниже, чем от новой ТЭС.

Используемый в качестве критерия коммерческой эффективности вариантов технического перевооружения показатель интегрального эффекта можно

интерпретировать как суммарную дисконтированную прибыль, поэтому для выявления чистой прибыли соответствующие текущие значения данного показателя должны быть уменьшены на размер налога на прибыль.

Как уже отмечалось, при определении показателей коммерческой эффективности нет необходимости в уравнивании вариантов по условиям обеспечения тождества энергетических эффектов. Однако представляется необходимым учет ущербов от упущенной выгоды по тем вариантам технического перевооружения, в которых требуется останов энергетического оборудования на время проведения работ по его модернизации или замене.

4.2.4. Исследование эффективности использования инвестиционных ресурсов для технического перевооружения ТЭС

Расчеты по обоснованию рационального использования инвестиционных ресурсов для технического перевооружения ТЭС проводятся в целях:

- иллюстрации разработанного методического подхода к решению проблемы технического перевооружения ТЭС;
- исследования областей эффективности вариантов технического перевооружения ТЭС.

Рассмотрены три группы вариантов технического перевооружения ТЭС:

- продление сроков службы действующего энергетического оборудования за счет модернизации (на 10-15 лет);
- восстановление объектов путем замены энергетического оборудования с сохранением его типоразмеров;
- то же с применением новых природоохранных и энергосберегающих технологий производства электроэнергии.

В качестве общей альтернативы техническому перевооружению энергообъектов приняты варианты расширения существующей и строительства новой ТЭС.

Для учета совокупности влияющих факторов (вида топлива, технологии производства электроэнергии, площадочных условий и др.) сформированы представительные варианты технического перевооружения и нового энергетического строительства ТЭС при использовании природного газа (табл. П.5.1) и угольного топлива (табл. П.5.2).

В соответствии с разработанным алгоритмом оценки эффективности вариантов технического перевооружения ТЭС, представленном на рис. П.5.2 технологическая схема исследований эффективности технического перевооружения ТЭС включает этапы:

- формирования основных исходных данных по альтернативным вариантам;
- определения динамических характеристик затрат по основным структурным составляющим;
- оценки результирующих (критериальных) показателей экономической и коммерческой эффективности вариантов;
- оценка эффективности вариантов в условиях неопределенности;
- анализ чувствительности проекта к изменению отдельных параметров.

В процессе расчета интегральных затрат (4.15) по объектам первого «поколения» учтен полный «жизненный» цикл, включающий этапы их строительства, эксплуатации и ликвидации. Общая продолжительность этого периода по рассматриваемым альтернативным вариантам составляет: при продлении сроков службы действующего оборудования за счет модернизации – 10-15 лет, при замене оборудования в существующем главном корпусе – 20-30 лет, то же при сооружении нового главного корпуса на существующей площадке – 30-35 лет, при сооружении новой электростанции – до 40 лет.

Ввиду значительных различий в продолжительности «жизненных» циклов по вариантам для обеспечения их энергетической сопоставимости в качестве уравнивающего генерирующего источника (второго «поколения») принята ТЭС, которая по своему типу и параметрам оборудования полностью идентична новой ТЭС первого «поколения».

Для начального этапа расчетные потребности в мощности при базовых условиях совмещены со сроками ввода агрегатов упомянутой новой ТЭС по вариантам 4.1(г) и 4.1(у) (см. табл. П.5.1 и П.5.2). Это допущение, как отмечено выше, позволяет рассмотреть весь круг альтернативных вариантов. Общий срок формирования состава объектов по альтернативным вариантам для определения интегральных затрат составил 40 лет.

Уравнивание вариантов по остальным энергетическим эффектам (расходам электроэнергии на собственные нужды и др.) выполнено по упрощенной методике с оценкой затрат на замещаемую электроэнергию – по показателям новой ТЭС.

Пример расчета интегральных затрат и интегрального эффекта при нормах дисконта 10 и 20 % для варианта 4.2(г), как наиболее перспективного и эффективного приведен в табл. П.5.3-5.8. Финансовый профиль этого варианта показан на рис. П.5.1.

Результирующие показатели сравнительной экономической эффективности альтернативных вариантов в базовых условиях даны в табл. 4.3.

Анализ полученных результатов показал, что наименее затратным оказался вариант модернизации оборудования, работающего на газовом и угольном топливе (перевод в теплофикационный режим работы). Однако у этих вариантов имеется некоторый недостаток, связанный с ограниченным сроком службы оборудования по сравнению с новым, при этом также повышается моральный износ оборудования. Тем не менее исходя из перспектив развития энергообъектов, весьма привлекательным вариантом развития энергообъекта является вариант установки нового оборудования в новом главном корпусе 5×ПГУ-435, работающего на газовом топливе. Преимуществом этого варианта является также и то, что он имеет более длительный срок эксплуатации по сравнению с вариантом модернизации, а также использует наиболее прогрессивные технологии производства энергии с относительно высокими технико-экономическими показателями.

Таблица 4.3

Интегральные затраты по альтернативным вариантам развития ТЭС

Вариант	$Z_{И}$, млн. руб.		$Z_{И}^{уд}$, руб./ (кВт·ч)	
	10%	20%	10%	20%
<i>На природном газе</i>				
1 (г)	36 835,4	18 233,6	0,1881	0,0931
2 (г)	41 049,1	19 465,2	0,1212	0,0602
3.1 (г)	42 078,6	20 478,2	0,1376	0,0769
3.2 (г)	38 794,4	16 489,7	0,0648	0,0289
4.1 (г)	56 238,2	23 478,3	0,1656	0,1089
4.2 (г)	42 789,9	18 368,4	0,0877	0,0377
<i>На угле</i>				
1 (у)	42 346,7	17 142,2	0,115	0,046
2 (у)	44 392,3	19 439,5	0,120	0,052
3.1 (у)	57 861,1	21 433,6	0,157	0,058
3.2 (у)	49 184,2	17 942,4	0,133	0,048
4.1 (у)	54 346,3	25 186,7	0,156	0,068
4.2 (у)	57 421,2	22 219,1	0,157	0,060

Примечание. В таблице обозначен вид топлива: г – природный газ, у – уголь.

В случае использования угольного топлива в зону равной экономичности попадают варианты продления сроков службы оборудования (вариант 1(у)) и восстановления мощности электростанции с заменой энергетического оборудования с сохранением типоразмеров (вариант 2(у)). Однако использование угольного топлива связано с проблемами, возникающими при транспортировке, подготовке к сжиганию и качеством топлива. Таким образом, альтернативные варианты технического перевооружения, связанные с использованием оборудования, работающего на угольном топливе, на сегодняшний день несколько уступают газовым. Тем не менее в зависимости от экономической обстановки и динамики цен на газовое топливо на мировом и внутреннем рынках предпочти-

тельными могут оказаться некоторые варианты на угле (например, вариант 3.2(у)).

Оценка коммерческой эффективности проводилась по критерию интегрального эффекта (4.16), выражающему чистую дисконтированную стоимость (прибыль) за жизненный цикл объекта [45]. При выполнении расчетов принимались следующие основные допущения:

- базисный режим работы электростанций (6500 ч/год);
- прогноз цены электроэнергии на оптовом рынке по этапам расчетного периода по принципу предельных затрат исходя из сопоставимых показателей варианта сооружения новой ТЭС (варианты 4.1(г) 4.2(у));
- задание норм дисконта на уровне 10 и 20 %;
- исключение во всех вариантах электросетевой составляющей затрат.

Таблица 4.4

Финансовая эффективность альтернативных вариантов развития ТЭС

Вариант	Э _и , млн. дол.		ВНД, %	Т _{ок} , лет		МДО, млн. руб.	
	10 %	20 %		10 %	20 %	10 %	20 %
<i>На природном газе</i>							
1 (г)	11 936,6	876,5	22	2	4	7 951	6 102
2 (г)	12 987,4	1 668,2	28	7	10	4 895	4 204
3.1 (г)	9 786,5	1 145,4	23	6	8	5 781	4 987
3.2 (г)	13 787,8	2 564,1	31	5	6	6 845	5 214
4.1 (г)	10 468,4	1 487,5	24	9	14	4 702	4 150
4.2 (г)	12 454	1 983	25	8	11	5 290	3 917
<i>На углях</i>							
1 (у)	12 321,6	1 311,3	26	3	5	5 873	3 432
2 (у)	13 086,3	1 486,2	29	8	12	7 345	5 267
3.1 (у)	11 885,1	984,4	32	7	11	9 331	8 730
3.2 (у)	10 231,1	868,1	25	6	10	8 432	6 818
4.1 (у)	9 678,7	753,2	23	10	13	10 431	7 876
4.2 (у)	10 486,3	982,3	24	9	12	9 812	3 263

На основе этих расчетов определялись также вспомогательные показатели коммерческой эффективности – внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости (возврата) капиталовложений ($T_{ок}$) и максимальный денежный отток (МДО). Итоговые показатели финансовой эффективности рассматриваемых вариантов технического перевооружения ТЭС даны в табл. 4.4.

Анализ результатов исследований коммерческой эффективности альтернативных вариантов технического перевооружения ТЭС показал следующее:

1) все варианты по их финансовой эффективности в значительной мере зависят от условий инвестирования, характеризующихся в частности величиной процентной ставки на капитал. Расчеты показывают, что наиболее эффективным будет вариант сооружения ТЭС на базе новых технологий, с применением парогазовых энергоблоков (вариант 3.2(г)). Среди вариантов на угле наиболее предпочтительным оказался вариант замены оборудования с сохранением типоразмеров в существующем главном корпусе (вариант 2(г)). Нетрудно видеть, что эти результаты несколько противоречат ранжировке вариантов по критерию экономической эффективности (интегральным затратам);

2) в процессе расчетов выявлена также некоторая противоречивость и в результатах, получаемых с помощью вспомогательных показателей рыночной эффективности – внутренней нормы доходности и срока окупаемости капиталовложений. Отмеченное обстоятельство подтверждает общее методическое положение о том, что данные показатели по своей роли не должны приравниваться к критерию интегрального эффекта, так как они предназначаются для использования (в случае необходимости) в качестве дополнительных ограничений, накладываемых на процесс инвестирования субъектами системы управления.

4.2.5. Исследование чувствительности показателей финансово-экономической эффективности

Реализация любого инвестиционного проекта сопряжена с определенным уровнем риска. Учет факторов неопределенности и риска проводится с использованием двух методов: метода укрупненной оценки устойчивости и метода вариации параметров.

Согласно методу укрупненной оценки устойчивости, расчет основных показателей финансово-экономической эффективности проекта проводился с использованием двух норм дисконта:

- 10 % – коммерческая безрисковая норма дисконта, скорректированная на годовой темп инфляции;
- 20 % – норма дисконта с учетом поправки на риск.

Чувствительность показателей финансово-экономической эффективности иллюстрируется на примере варианта технического перевооружения 4.2(г) – строительство электростанции на новой площадке 3×ПГУ-790. Расчеты показали, что рассматриваемый вариант является относительно прибыльным и устойчивым. Внутренняя норма доходности проекта 25,6 % говорит об устойчивости проекта к изменениям внешней среды.

Анализ поведенных расчетов показал (табл. 4.4), что изменение нормы дисконта с 10 % до 20 % снижает интегральный эффект с 12 454 млн. руб. до 1 983 млн. руб. Срок окупаемости проекта при норме дисконта 20 % составляет 11,0 лет, что на 2,4 года больше, чем срок окупаемости при норме дисконта 10 % (8,6 года).

Ставка дисконтирования с 20 % может быть изменена до 25,6 % (значение внутренней нормы доходности), и при данном значении интегральный эффект проекта станет равным 0, т.е. проект не принесет ни прибыли, ни убытков.

Таким образом, расчеты, проведенные с использованием нормы дисконта 20 %, характеризуют проект как достаточно эффективный и устойчивый.

Кроме того, проведен анализ чувствительности проекта к изменению отдельных параметров, изменения которых могут привести к существенным отклонениям аналитических и оценочных показателей (метод вариации параметров).

К числу специфических факторов, влияющих на финансово-экономическую эффективность альтернативных вариантов технического перевооружения ТЭС, отнесены:

- число часов использования установленной мощности;
- общие издержки;
- цена топлива (переменные издержки);
- срок ввода очередей;
- постоянные издержки;
- величина капитальных вложений.

Результаты анализа чувствительности показателей финансово-экономической эффективности к изменению параметров представлены в табл. 4.5-4.8.

Анализ чувствительности проекта показывает, что наиболее сильно на его финансово-экономические показатели влияет число часов использования установленной мощности. При изменении этого показателя с 6000 до 4800 ч/год (на 20 %) при ставке дисконта 10 % проект окупится только через 21 год, а при ставке дисконта 20% – через 31,2 года. Таким образом, изменение числа часов использования установленной мощности на 1% вызовет изменение интегрального эффекта на 4,44 и на 10,27 % при ставке дисконта 10 и 20 % соответственно и изменение срока окупаемости на 7,21 и 9,18 % при ставке дисконта 10 и 20 %.

Кроме того, на доходность проекта существенно влияет изменение издержек. Причем рост переменных издержек значительно сильнее отражается на результатах проекта, чем рост постоянных издержек, что вполне закономерно, так как переменные издержки (издержки на топливо) составляют большую часть себестоимости электрической энергии.

Таблица 4.5

Анализ чувствительности дисконтированных показателей
финансово-экономической эффективности проекта к изменению отдельных
параметров (норма дисконта 10 %)

№ п/п	Фактор	Измене- ние па- раметра	Э _и	ВНД	T _{ок}	МДО	НБ
1	Число часов использо- вания установлен- ной мощности	-20%	1 405,2	12,0	21,0	-6 362,8	7 038,1
2	Общие издержки	+20%	5 347,5	17,2	12,4	-5 979,9	6 798,5
3	Цена топлива (пере- менные издержки)	+20%	8 314,1	20,8	10,2	-5 691,8	6 798,5
4	Постоянные издерж- ки	+20%	9 487,3	22,2	9,6	-5 577,9	5 983,8
5	Величина капиталъ- ных вложений	+20%	9 521,6	22,3	9,6	-5 573,8	7 163,6
6	Срок ввода очередей	+1 год	10 595,9	21,6	10,1	-6 586,5	3 989,23
7	Исходный расчет	-	12 454,0	25,6	8,6	-5 289,8	5 983,8

Таблица 4.6

Результаты анализа чувствительности проекта к изменению отдельных
параметров (норма дисконта 10 %)

№ п/п	Фактор	Отношение изменения к изменению (%) параметра				
		Э _и (%)	ВНД (%)	T _{ок} (%)	МДО (%)	НБ (%)
1	2	3	4	5	6	7
1	Число часов ис- пользования установленной мощности	4,44	2,66	7,21	1,01	0,88

Окончание табл. 4.6

1	2	3	4	5	6	7
2	Общие издержки	2,85	1,64	2,21	0,65	0,68
3	Цена топлива (переменные издержки)	1,66	0,94	0,93	0,38	0,68
4	Постоянные издержки	1,19	0,66	0,58	0,27	0,00
5	Величина капитальных вложений	1,18	0,64	0,58	0,27	0,99
6	Срок ввода очередей	1,24	1,30	1,45	2,04	2,78

Таблица 4.7

Анализ чувствительности дисконтированных показателей
финансово-экономической эффективности проекта к изменению отдельных
параметров (норма дисконта 20 %)

№ п/п	Фактор	Изменение параметра	Эи	ВНД	Т _{ок}	МДО	НБ
1	Число часов использования установленной мощности	-20%	-2 087,6	12,0	31,2	-4 706,7	7 038,1
2	Общие издержки	+20%	-635,3	17,2	45,0	-4 450,9	6 798,5
3	Цена топлива (переменные издержки)	+20%	457,4	20,8	17,7	-4 258,4	6 798,5
4	Срок ввода очередей	+1 год	770,2	21,6	16,2	-4 869,1	3 989,2
5	Постоянные издержки	+20%	889,6	22,2	14,5	-4 182,3	5 983,8
6	Величина капитальных вложений	+20%	904,9	22,3	14,4	-4 179,6	7 163,6
7	Исходный расчет	-	1 982,5	25,6	11,0	-3 917,1	5 983,8

Результаты анализа чувствительности проекта к изменению отдельных параметров (норма дисконта 20 %)

№ п/п	Фактор	Отношение изменения к изменению (%) параметра				
		Э _и (%)	ВНД (%)	T _{ок} (%)	МДО (%)	НБ (%)
1	Число часов использования установленной мощности	10,27	2,66	9,18	1,01	0,88
2	Общие издержки	6,60	1,64	15,45	0,68	0,68
3	Цена топлива (переменные издержки)	3,85	0,94	3,05	0,44	0,68
4	Срок ввода очередей	6,79	1,74	5,25	2,70	3,70
5	Постоянные издержки	2,76	0,66	1,59	0,34	0,00
6	Величина капитальных вложений	2,72	0,64	1,55	0,34	0,99

На срок окупаемости проекта существенное влияние оказывает изменение сроков ввода очередей в эксплуатацию. Так, при увеличении срока ввода на 1 год срок окупаемости возрастает с 8,6 до 10,1 года при норме дисконта 10 % и с 11,0 до 16,2 года при норме дисконта 20 %.

Полученные результаты расчетов чувствительности финансово-экономических показателей показали, что риск, связанный с реализацией варианта технического перевооружения, в целом можно рассматривать приемлемым.

4.3. Многокритериальный анализ в задачах выбора варианта развития ТЭС электрогенерирующей компании

Обоснование долговременной стратегии развития энергетических объектов сопряжено с необходимостью разработки прогнозов. В силу ряда объективных причин прогнозным показателям свойственна существенная неопределенность, возрастающая по мере увеличения заблаговременности прогнозов.

В складывающихся условиях весьма важна разработка методического подхода, позволяющего проводить анализ вариантов развития ТЭС электрогенерирующей компании в условиях многокритериальности. При этом многокритериальность можно рассматривать как одну из форм проявления неопределенности условий развития и функционирования ТЭС. С учетом этого разработана общая схема многокритериального анализа по этапам [43, 45, 53, 106]:

- выявление из множества вариантов, допустимых альтернатив. На этом этапе выполняется первичный отбор наиболее предпочтительных вариантов развития, удовлетворяющих условиям решаемой задачи;
- определение множества критериев (целей), по которым необходимо осуществить решение задачи;
- нахождение критериальных оценок для множества допустимых альтернатив в точном, интервальном (нечетком) виде;
- выделение множества компромиссов. Множеству компромиссов принадлежат только те варианты, для которых не может быть найден явно лучший по всем критериям из множества;
- применение аппарата теории нечетких множеств для определения оценок недоминируемости альтернатив, которые определяют их эффективность (прил. 6);
- анализ результатов, принятие решения.

Разработанный методический подход к проведению многокритериального анализа иллюстрируется на примере развития ТЭС электрогенерирующей компании. В процессе предварительного анализа вариантов развития ТЭС по

экономическому и коммерческим критериям из всех возможных (табл. П.5.1 и П.5.2) выделены четыре (табл. 4.9), как наиболее целесообразные для последующей реализации с точки зрения эффективности:

Таблица 4.9

Характеристика альтернативных вариантов ТЭС на природном газе

Показатели	Варианты			
	Техническое перевооружение			Новая ТЭС
	1	2	3	4
1. Назначение варианта	Продление сроков эксплуатации	Восстановление мощности		Альтернативный источник
2. Общая техническая характеристика	Модернизация оборудования	Замена оборудования с сохранением типоразмеров	Установка нового оборудования	Установка нового оборудования
3. Площадочные условия	В существующем главном корпусе		В новом главном корпусе	На новой площадке
4. Тип энергетического оборудования	К-300-240	К-300-240	ПГУ-435	ПГУ-790
5. Число и мощность агрегатов, ед. × МВт	6×300	6×300	5×435	3×790

Вариант 1. Продление сроков службы энергетических объектов за счет модернизации вспомогательного и основного энергетического оборудования с заменой физически изношенных элементов, в основном, работающих в зонах высоких температур и давлений.

Вариант 2. Замена существующего оборудования новым с сохранением прежних типоразмеров.

Вариант 3. То же, на базе новых технологий производства электроэнергии (природоохранных, энерго- и ресурсосберегающих).

Вариант 4. Сооружение новой ТЭС работающей по современным технологиям.

В качестве исходных данных для проведения многокритериального анализа приняты количественные оценки по рассматриваемым подкритериям, приведенные в табл. П.5.9. При этом учитывались возможные интервалы неоднозначности этих оценок.

Сопоставление альтернативных вариантов проведено с помощью разработанного программно-вычислительного комплекса многокритериального анализа в нечетких условиях (на базе *MS Excel*).

Расчеты выполнены в пределах заданного диапазона возможных изменений весовых коэффициентов по группам критериев, разбивка которого проведена с шагом, равным 0,25.

Результаты многокритериального анализа приводятся в табл. П.5.10. Ранжирование альтернатив по степени недоминируемости в зависимости от весовых коэффициентов по группам критериев иллюстрируется на рис. 4.6-4.8.

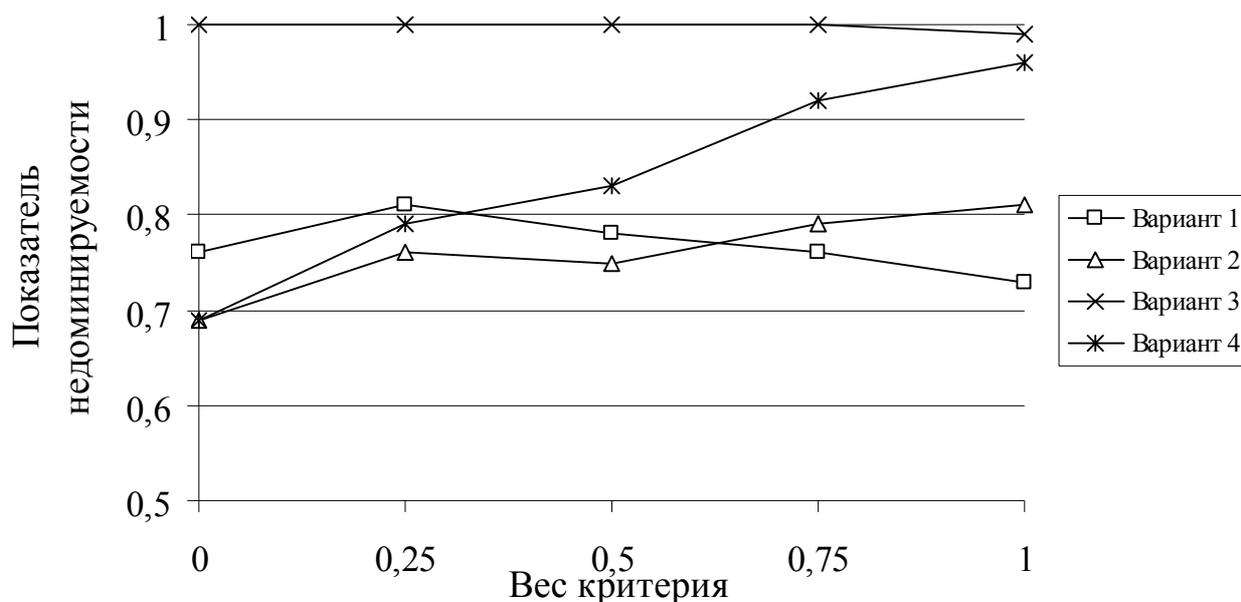


Рис. 4.6. Ранжирование альтернативных вариантов по энергетическому критерию

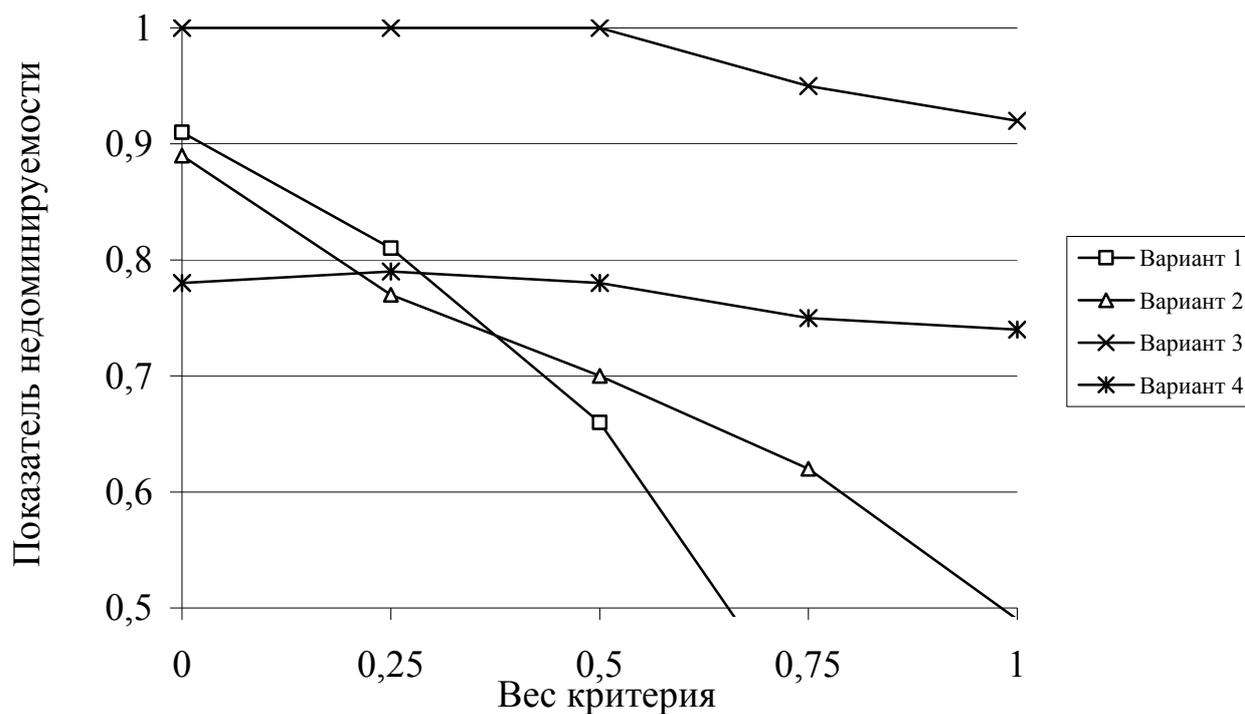


Рис. 4.7. Ранжирование альтернативных вариантов по экологическому критерию

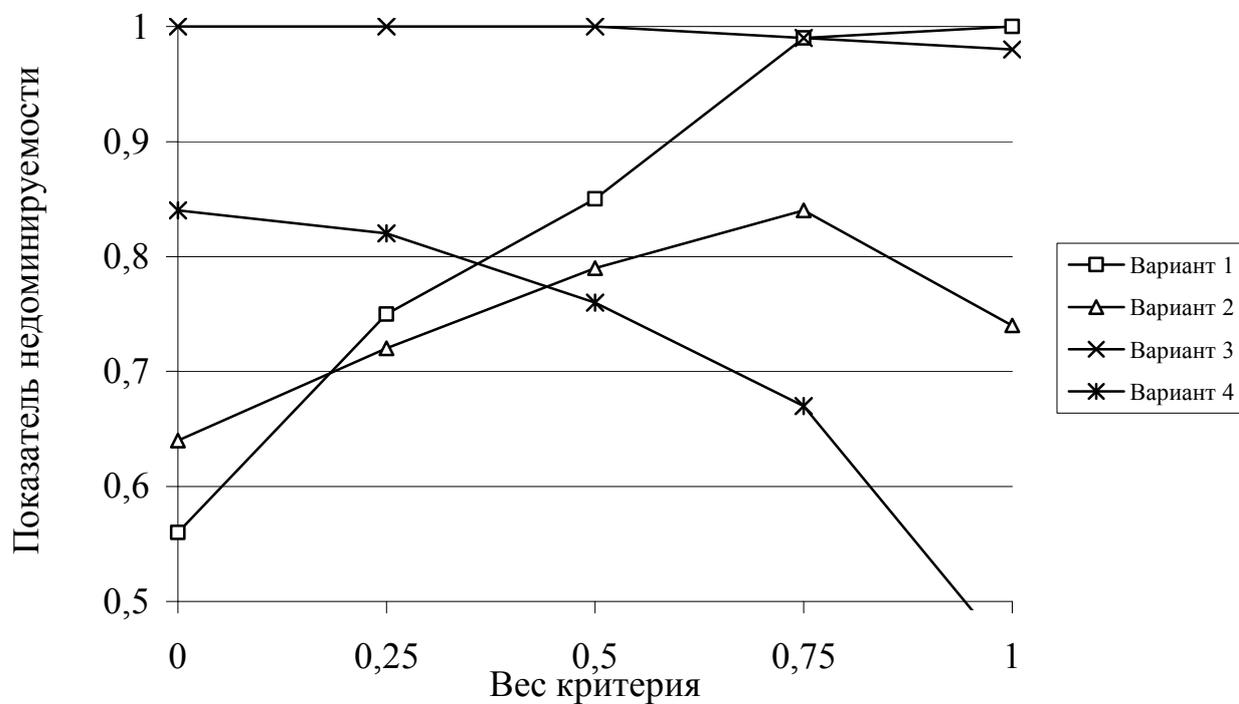


Рис. 4.8. Ранжирование альтернативных вариантов по экономическому критерию

При относительно широком диапазоне весовых оценок по группам критериев (0,25-0,5), в который попадает случай равновероятности этих групп, наиболее эффективным оказался вариант технического перевооружения электростанций на базе новых технологий производства электроэнергии – вариант 3. Этот же вариант обладает наибольшей степенью недоминируемости в сравнении с остальными альтернативами по энергетическому и экологическому критериям (при их весах, равных 1). В указанных условиях вторым по предпочтительности является вариант сооружения новой ТЭС (вариант 4). Более низкий ранг последнего, как показывает анализ, обуславливается: по энергетическому критерию – существенно меньшими объемами производства электроэнергии на начальном этапе (из-за увеличения сроков энергетического строительства) и по экологическому критерию – потребностью в дополнительном отводе земель для новой электростанций. При повышенном весе эффективности экономического критерия (0,75-1) становится более эффективным вариант продления сроков службы ТЭС (вариант 1), обладающий более благоприятными инвестиционными характеристиками.

Таким образом, по результатам проведенного многокритериального анализа в зону эффективности попадают варианты 1 и 3. Выбор между этими альтернативами может быть сделан исходя из тактических и стратегических соображений развития ТЭС. Так, для краткосрочной перспективы развития ТЭС наиболее предпочтителен вариант 1, а исходя из планов долгосрочного развития вариант 3.

4.4. Методический подход к оценке эффективности модернизации энергетического оборудования ТЭС

Развитие электроэнергетики на современном этапе характеризуется резким сокращением числа вновь вводимых энергетических объектов из-за отсутствия необходимых инвестиционных ресурсов [19, 77, 96]. В такой сложной ситуации эффективность эксплуатации ТЭС снижается главным образом по при-

чине износа. В условиях недостаточного финансирования инвестиционных программ по замене устаревших энергетических мощностей на новые наиболее целесообразно проведение модернизации энергетических объектов, поскольку именно модернизация требует относительно небольших капитальных вложений по сравнению с другими вариантами решения проблемы (например, сооружение новых альтернативных источников, замена оборудования на новое и др.), а также может позволить в ближайшее время частично компенсировать нехватку электрической и тепловой энергии из-за роста промышленного производства, наблюдаемого в последнее время. Вместе с тем в перспективном плане развития энергетических объектов должен быть учтен переход на современные и эффективные технологии производства энергии, в первую очередь за счет строительства парогазовых и газотурбинных энергетических установок.

Актуальность проблемы модернизации энергетических объектов обусловлена тем, что происходит старение действующего оборудования на ТЭС России. По различным оценкам, в 2025 году часть назначенного ресурса от 74 до 85 млн. кВт генерирующих мощностей будет выработано, а в ближайшей перспективе суммарная мощность такого оборудования будет лавинообразно нарастать [34, 35, 45, 129, 139]. Отмеченная крупномасштабность проблемы усиливает важность выбора рациональной научно-технической политики в рассматриваемой области, учитывающей особенности экономической ситуации в стране, а также реальные особенности в условиях конкретного региона.

Модернизации энергетического оборудования ТЭС в условиях относительно нестабильной экономики России способствует целый ряд факторов, основными из которых являются:

- происходящий с 2010 года спад потребности в электроэнергии в энергосистемах страны и прогнозируемые достижения докризисных уровней потребления не ранее 2020-2025 годов, что создает определенные резервы во времени для обновления энергетического оборудования, в том числе за счет неполной его загрузки в настоящее время;

– существенное уменьшение потребности в единовременных затратах по сравнению с новым энергетическим строительством, а также сокращение сроков окупаемости (возврата) капитальных вложений, что весьма важно при переходе к самофинансированию (с использованием собственных и заемных средств).

Кроме того, модернизация энергетических объектов может вызывать ряд позитивных последствий:

– обеспечение занятости высококвалифицированного персонала ЭГК с предотвращением распада сложившихся трудовых коллективов;

– снижение потребности в отводе земельных ресурсов для размещения новых ТЭС.

Проблемы модернизации энергетических объектов носят комплексный характер. Их решение должно основываться на исследовании возможных альтернатив развития электроэнергетики, в частности продления сроков службы и модернизации оборудования существующих объектов. Проведение таких исследований требует разработки соответствующего методического обеспечения, позволяющего учитывать влияние будущих условий развития экономики и топливно-энергетического комплекса в целом, а также социальные и экологические факторы. Общая схема проведения оценки эффективности модернизации энергетических объектов, состоящая из трех комплексных блоков, приведена на рис. 4.9 [139].

В основу методики оценки экономической эффективности модернизации энергетических объектов поставлена задача, предусматривающая определение наилучшего варианта модернизации по следующим базовым финансово-экономическим показателям (блок 1):

- 1) интегральным затратам за расчетный период времени;
- 2) интегральному эффекту за расчетный период времени;
- 3) сроку окупаемости варианта модернизации;
- 4) внутренней нормы доходности.

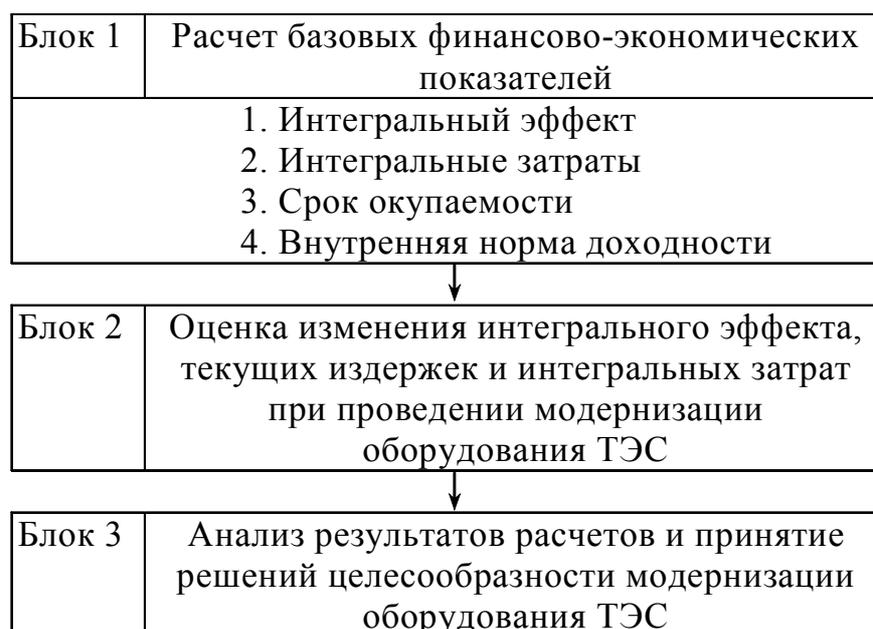


Рис. 4.9. Схема проведения оценки экономической эффективности модернизации оборудования ТЭС

Оценка финансовой эффективности рассчитывается по следующим формулам:

$$\mathcal{E}_{И} = D_{И} - Z_{И}, \quad (4.18)$$

$$\mathcal{E}'_{И} = D'_{И} - Z'_{И}, \quad (4.19)$$

где $\mathcal{E}_{И}$, $\mathcal{E}'_{И}$ – интегральный эффект варианта без модернизации и с модернизацией энергетических объектов соответственно; $D_{И}$, $D'_{И}$ – доход (выручка) от реализации продукции за расчетный период времени варианта без модернизации и с модернизацией соответственно; $Z_{И}$, $Z'_{И}$ – интегральные затраты за расчетный период времени варианта без модернизации и с модернизацией соответственно.

Изменение интегрального эффекта от модернизации энергетических объектов представляет собой разницу между интегральным эффектом варианта с модернизацией и варианта без проведения модернизации [45, 139]:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{И}} = \mathcal{E}'_{\text{И}} - \mathcal{E}_{\text{И}} = (D'_{\text{И}} - Z'_{\text{И}}) - (D_{\text{И}} - Z_{\text{И}}) = \Delta D_{\text{И}} - \Delta Z_{\text{И}}, \quad (4.20)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{И}}$ – изменение интегрального эффекта от проведения модернизации энергетических объектов; $\Delta D_{\text{И}}$ – разница интегральных доходов вариантов с модернизацией и без модернизации энергетических объектов; $\Delta Z_{\text{И}}$ – разница интегральных затрат вариантов с модернизацией и без модернизации.

В проводимых исследованиях интегральный доход оценивается за расчетный период времени вариантов по следующим формулам:

$$D_{\text{И}} = \sum_{t=0}^T D_t (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (4.21)$$

$$D'_{\text{И}} = \sum_{t=0}^T D'_t (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (4.22)$$

где D_t, D'_t – доход (выручка) от реализации продукции в момент времени t периода T ; α – норма дисконта; τ – момент приведения доходов и затрат (обычно принимается равным 0); T – расчетный период времени.

Тогда разница интегральных доходов вариантов с модернизацией и без модернизации:

$$\Delta D_{\text{И}} = \sum_{t=0}^T (D'_t - D_t) (1 + \alpha)^{\tau-t} = \sum_{t=0}^T \Delta D_t (1 + \alpha)^{\tau-t}. \quad (4.23)$$

При проведении модернизации за счет повышения надежности энергетических объектов сокращается число часов вынужденного простоя оборудования в момент времени t периода T , таким образом, увеличивается доход от реализации продукции:

$$\Delta D_t = D'_t - D_t = (N'_{ty} t_{t\mathcal{E}} h'_{t\text{TP}} - N_{ty} t_{t\mathcal{E}} h_{t\text{TP}}) + (Q'_t t_{tT} h'_{t\text{TP}} - Q_t t_{tT} h_{t\text{TP}}) = \Delta h_{t\text{TP}} (\Delta N_{ty} \cdot t_{t\mathcal{E}} + \Delta Q_t \cdot t_{tT}), \quad (4.24)$$

где N'_{ty}, N_{ty} – установленная мощность турбоагрегата с модернизацией и без модернизации; $t_{t\mathcal{E}}$ – средний тариф на электроэнергию; Q'_t, Q_t – тепловая мощность турбоагрегата с модернизацией и без модернизации; t_{tT} – средний тариф

на тепловую энергию; $h'_{тр}, h_{тр}$ – число часов вынужденного простоя при работе энергетических объектов с модернизацией и без модернизации; $\Delta h_{тр}$ – изменение числа часов вынужденного простоя в связи с модернизацией; $\Delta N_{ту}, \Delta Q_t$ – изменение электрической установленной и тепловой мощности; $\Delta h_{тр}$ – изменение числа часов работы турбоагрегата.

Интегральные затраты также рассматриваются за весь срок жизни объекта:

$$Z_{И} = \sum_{t=0}^T (K_t + И_t + Z_t^B) (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (4.25)$$

$$Z'_{И} = \sum_{t=0}^T (K'_t + И'_t + Z_t'^B) (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (4.26)$$

где K_t, K'_t – капиталовложения в вариант без модернизации и в вариант с модернизацией соответственно; $И_t, И'_t$ – текущие издержки при варианте без модернизации и при варианте с модернизацией соответственно; $Z_t^B, Z_t'^B$ – затраты на вывод (демонтаж) энергетических объектов при варианте без модернизации и варианте с модернизацией соответственно.

Изменение интегральных затрат:

$$\Delta Z_{И} = \sum_{t=0}^T (\Delta K_t + \Delta И_t + \Delta Z_t^B) (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (4.27)$$

где $\Delta K_t = K'_t - K_t$ – капиталовложения в модернизацию энергетических объектов; $\Delta И_t = И'_t - И_t$ – разница в текущих издержках вариантов с модернизацией и без модернизации энергетических объектов; $\Delta Z_t^B = Z_t'^B - Z_t^B$ – разница в затратах на демонтаж.

При модернизации энергетических объектов текущие издержки изменяются следующим образом:

1) затраты на топливо снижаются, так как уменьшается количество пусков энергоблока после неплановых ремонтов:

$$\Delta I_{tT} = I'_{tT} - I_{tT} = C_{tT} V'_{tT} - C_{tT} V_{tT} = C_{tT} \Delta V_{tT}, \quad (4.28)$$

где C_{tT} – цена тонны условного топлива за период t ; V'_{tT} , V_{tT} – расход топлива за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно; ΔV_{tT} – экономия расхода топлива при модернизации энергетических объектов за период t ;

2) затраты на оплату труда:

$$\Delta I_{tO} = I'_{tO} - I_{tO}, \quad (4.29)$$

где I'_{tO} , I_{tO} – затраты на оплату труда за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно;

3) амортизационные отчисления возрастут:

$$\Delta I_{tA} = I'_{tA} - I_{tA} = n_A K'_t - n_A K_t = n_A \Delta K_t, \quad (4.30)$$

где I'_{tA} , I_{tA} – амортизационные отчисления за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно; n_A – средняя норма амортизации энергетических объектов за период t ;

4) затраты на ремонт энергетических объектов снижаются за счет уменьшения количества неплановых ремонтов:

$$\Delta I_{tP} = I'_{tP} - I_{tP}, \quad (4.31)$$

где I'_{tP} , I_{tP} – затраты на ремонт за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно;

5) прочие затраты (общестанционные расходы, оплата услуг сторонних организаций, в том числе расходы по испытаниям оборудования и др.):

$$\Delta I_{tПР} = I'_{tПР} - I_{tПР}, \quad (4.32)$$

где $I'_{tПР}$, $I_{tПР}$ – прочие затраты за период t при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно.

В рамках второго блока оценки экономической эффективности модернизации энергетических объектов проводится оценка изменения интегрального эффекта, текущих издержек и интегральных затрат.

Изменение текущих издержек и интегральных затрат при проведении модернизации энергетических объектов соответственно составит

$$\Delta И_t = \sum_{t=0}^T (\Pi_{tT} \Delta B_{tT} + n_A \Delta K_t + \Delta И_{tP}) (1 + \alpha)^{\tau-t}, \quad (4.33)$$

$$\Delta З_{И} = \sum_{t=0}^T (\Delta K_t + \Pi_{tT} \Delta B_{tT} + n_A \Delta K_t + \Delta И_{tP}) (1 + \alpha)^{\tau-t}. \quad (4.34)$$

Тогда изменение интегрального эффекта, представляющего собой эффект от модернизации энергетических объектов:

$$\Delta Э_{И} = \sum_{t=0}^T [\Delta Д_t - (\Delta K_t (1 + n_A) + \Pi_{tT} \Delta B_{tT} + \Delta И_{tP})] (1 + \alpha)^{\tau-t}. \quad (4.35)$$

Изменение интегрального эффекта выступает как один из важнейших критериев при обосновании проекта модернизации энергетического оборудования ТЭС. Он обеспечивает максимум доходов в долгосрочном плане за расчетный период времени.

При использовании критерия интегрального эффекта может возникнуть необходимость в учете некоторых ограничений, накладываемых рыночными условиями применительно к конкретной ТЭС. К ним могут относиться: а) задаваемый максимальный порог по внутренней норме доходности, при которой величина интегрального эффекта обращается в нуль ($\Delta Э_{И}(ВНД)=0$); 2) срок окупаемости инвестиционных затрат [45, 105, 139].

Апробация разработанного методического подхода проводилась на примере оценки экономической эффективности от применения профильных витых трубок (ПВТ) в различных теплообменных аппаратах турбоустановок. Применение таких трубок вместо гладких является в настоящее время одним из наиболее перспективных направлений совершенствования теплообменного оборудования ТЭС [150]. Рассматривались примеры рассматривались следующие варианты проведения модернизации:

1. Модернизация сетевого подогревателя ПСГ-2300 турбины Т-110/120-130 (Ново-Свердловская ТЭЦ) за счет замены гладких трубок на ПВТ.

2. Модернизация конденсатора турбины К-300-240 (Рефтинская ГРЭС) за счет замены гладких трубок на ПВТ.

3. Модернизация ПНД турбины К-300-240 ЛМЗ (Среднеуральская ГРЭС) за счет замены гладких трубок на ПВТ.

Анализ результатов расчетов показал следующее. Экономическая эффективность от применения ПВТ определялась для вариантов замены ими гладких трубок без изменения существующих конструкций рассматриваемых серийных теплообменных аппаратов. При этом учитывалось удорожание такой поверхности теплообмена за счет затрат на профилирование, дополнительных затрат на прокачивание теплоносителя, за счет увеличения гидравлического сопротивления трубных пучков с ПВТ, а также изменение общей долговечности ПВТ за счет меньшей коррозионной стойкости ПВТ, увеличение коэффициента теплопередачи в трубных пучках с ПВТ [45, 139, 150].

Полученные оценки показателей эффективности возможной модернизации при экономическом сроке жизни инвестиций 5 лет приведены в табл. 4.10.

Таблица 4.10

Показатели экономической эффективности вариантов модернизации

Показатель	Норма дисконта	Вариант модернизации		
		1	2	3
1	2	3	4	5
Интегральные затраты варианта без модернизации $Z_{и}$, тыс.руб.	$\alpha_1 = 0,12$	248 701	1 221 577	1 061 534
	$\alpha_2 = 0,21$	201 869	991 550	861 643
Интегральные затраты варианта с модернизацией $Z'_{и}$, тыс.руб.	$\alpha_1 = 0,12$	247 950	1 227 423	1 054 102
	$\alpha_2 = 0,21$	201 354	998 009	855 694
Интегральный эффект варианта без модернизации $\mathcal{E}_{и}$, тыс.руб.	$\alpha_1 = 0,12$	466 780	1 231 740	1 787 495
	$\alpha_2 = 0,21$	382 844	1 010 249	1 466 070

1	2	3	4	5
Интегральный эффект варианта с модернизацией $\mathcal{E}'_{и}$, тыс.руб.	$\alpha_1 = 0,12$	469 449	1 235 023	1 793 054
	$\alpha_2 = 0,21$	385 033	1 012 942	1 470 628
Срок окупаемости проекта модернизации $T_{ок}$, лет	$\alpha_1 = 0,12$	2,6	4,1	1,8
	$\alpha_2 = 0,21$	2,9	4,4	2,1
Внутренняя норма доходности ВНД, %	—	41	32	56
Изменение интегральных затрат $\Delta\mathcal{E}_{и}$, тыс.руб.	$\alpha_1 = 0,12$	-751	+5 846	-7 432
	$\alpha_2 = 0,21$	-515	+6 459	-5 946
Изменение интегрального эффекта $\Delta\mathcal{Z}_{и}$, тыс.руб.	$\alpha_1 = 0,12$	+2 689	+3 283	+5 559
	$\alpha_2 = 0,21$	+2 189	+2 693	+4 558

Как показывает анализ, более высокая экономическая эффективность модернизации наблюдается у варианта 3, поскольку по всем вышеперечисленным показателям этот вариант значительно отличается от всех остальных. Это объясняется главным образом тем, что модернизация ПНД на блоке К-300-240 ЛМЗ Среднеуральской ГРЭС, который является относительно экономичным за счет более низких значений себестоимости электрической (в среднем на 7,3 %) и тепловой (на 30 %) энергии по сравнению с ПСГ-2300 на Ново-Свердловской ТЭЦ и конденсатора на Рефтинской ГРЭС. Кроме того, вариант модернизации на Среднеуральской ГРЭС имеет самые низкие сроки окупаемости – 1,8 лет при коэффициенте дисконтирования 12 % в год и примерно 2 года – при 21 %. В пользу третьего варианта свидетельствует также и достаточно высокая по сравнению с остальными вариантами внутренняя норма эффективности – 56 %, что говорит о высокой инвестиционной «прочности» варианта. У третьего варианта наблюдаются существенные изменения интегральных затрат и интегрального эффекта по сравнению с другими вариантами модернизации. У варианта 2 отмечается некоторый прирост значений интегральных затрат – на 5 846 тыс. руб. при норме дисконта 12 % и

6 459 тыс. руб. при 21 %. Это объясняется прежде всего тем, что этот вариант имеет значительные капитальные вложения для проведения модернизации. Все остальные варианты имеют некоторое снижение величины интегральных затрат: первый вариант на 751 тыс. руб. при норме дисконта 12 % и 551 тыс. руб. при 21 %, а третий вариант 7 432 тыс. руб. при норме дисконта 12 % и 5 946 тыс. руб. при 21 %.

Анализ вариантов модернизации выявил ряд характерных особенностей, проявляющихся при формировании показателей эффективности. Так, при модернизации с заменой физически изношенных узлов и деталей основные характеристики энергетических объектов остаются практически без изменений, т.е. сохраняется существующая степень износа. Отсюда целесообразно снижение выработки электроэнергии на этом оборудовании главным образом для экономии топлива и снижения выбросов вредных веществ. Один из основных путей повышения эффективности модернизации состоит в переводе ТЭС в маневренный режим работы, который характеризуется более высокой альтернативной ценой электрической энергии. Возможно также использование генерирующей мощности в качестве аварийного резерва. Кроме того, инвестиционные параметры модернизации энергетических объектов, очевидно, будут наиболее благоприятными в сопоставлении с другими вариантами технического перевооружения, что обусловлено:

- относительно небольшими объемами капитальных вложений;
- возможностью осуществления модернизации энергетических объектов за сравнительно небольшие сроки, совмещаемые, как правило, с проведением капитальных ремонтов.

Последнее обеспечивает непрерывность эксплуатации, а также малые временные лаги между затратами и результатами. Недостатком является ограниченность увеличения эксплуатационных ресурсов существующего оборудования, которая в 2-2,5 раза ниже сроков службы по альтернативным вариантам его замены. Это приводит к соответствующему возрастанию амортизационных отчислений.

ГЛАВА 5. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ МЕХАНИЗМА УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Методологические аспекты управления развитием региональной электроэнергетики, рассмотренные в предыдущих главах, могут быть реализованы только при надежном механизме управления.

Для обеспечения реализации решений по развитию региональной электроэнергетики необходимо создать механизм управления, основывающийся на системе мониторинга и диагностики состояния электроэнергетики региона. Это позволит вырабатывать комплексные решения по развитию отрасли с учетом темпов развития экономики региона и проводить исследование проблем развития отрасли, что обеспечит субъекты управления электроэнергетикой в регионе необходимой прогнозной информацией для поддержки процесса принятия взаимовыгодных решений.

Механизм управления развитием региональной электроэнергетики является средством государственного и корпоративного регулирования отрасли, обеспечивающим координацию ее развития в масштабах региона. При этом главной задачей механизма управления является выбор эффективных путей развития и обеспечения на перспективный период надежного и качественного снабжения потребителей электроэнергией и теплом при повышении эффективности использования ресурсов (топлива, капиталовложений, материалов, труда, природных ресурсов) с соблюдением требований безопасности.

Схема модели механизма управления развитием региональной электроэнергетики, показанная на рис. 5.1, предполагает взаимодействие между заинтересованными субъектами системы, к которым относятся: администрация регионов, менеджмент электросетевой компании, менеджмент электрогенерирующих компаний, и ассоциации потребителей.

Функционирование региональной электроэнергетики возможно только на основе договорных отношений между перечисленными субъектами системы

управления, для чего необходимо согласование и достижение консенсуса в вопросах развития. Эту координирующую функцию может взять на себя межрегиональный Совет по развитию электроэнергетики который будет проводить анализ текущей обстановки и предлагать наиболее эффективные варианты развития в зависимости от складывающейся обстановки в отрасли и экономике региона.

Облегчить процесс принятия решений и более точно спрогнозировать правильный сценарий развития позволяет система мониторинга развития региональной электроэнергетики. Эта система включает в себя три взаимосвязанных блока:

- диагностика угроз развитию региональной электроэнергетики;
- прогнозирование показателей развития региональной электроэнергетики;
- оценка эффективности инвестиционных проектов развития электроэнергетики региона.

Диагностика состояния региональной электроэнергетики проводится с помощью специальных методов многомерно статистического анализа, которые необходимы для определения порогов кризисности и классификации складывающейся ситуации в зависимости от состояния отрасли. В результате диагностики проводится анализа текущего состояния отрасли с последующей разработкой комплекса антикризисных мероприятий.



Рис. 5.1. Схема модели механизма управления развитием региональной электроэнергетики

Прогнозирование показателей развития региональной электроэнергетики проводится с помощью разработанных эконометрических моделей. Это позволяет оценить взаимосвязь между энергетическими и экономическими показателями региона.

И, наконец, в рамках последнего этапа проводится оценка эффективности инвестиционных проектов для чего разрабатывается модельно-методический комплекс, который дает возможность определить наиболее выгодные варианты инвестирования в развитие ТЭС электрогенерирующих компаний в зависимости от возможностей, а также стратегии и тактики руководства энергокомпании.

В результате анализа результатов каждого из перечисленных элементов механизма управления развитием региональной электроэнергетики формируется комплекс антикризисных мероприятий, в зависимости, от вероятных сценариев развития экономики региона. Кроме этого, изучается влияние антикризисных мероприятий на снижение уровня кризисности в региональной электроэнергетике.

5.1. Сценарии развития экономики и электроэнергетики региона

Высокая роль электроэнергетики в обеспечении устойчивого развития региона объясняется большой значимостью ее продукции – электрической и тепловой энергии, без которых невозможно функционирование народнохозяйственного комплекса, также жизнедеятельность населения.

Ввиду специфических особенностей электроэнергетики, развивающиеся в ней кризисные явления в преобладающей массе характеризуются низкой степенью регулируемости и большими временными лагами для возвращения в устойчивое состояние [44, 97, 147, 169, 192].

Отмеченные обстоятельства обуславливают необходимость заблаговременной разработки и реализации соответствующих антикризисных мероприятий по выходу из кризиса региональной электроэнергетики, которые должны вписываться в общую стратегию развития региона и конечном итоге быть связанными с наиболее вероятными сценариями развития региона и его энергетического комплекса в целом [54, 188].

В качестве приоритетных могут быть выделены следующие основные направления и пути решения поставленной задачи:

- обеспечение высокой степени интеграции электроэнергетических компаний региона;
- техническое перевооружение объектов электроэнергетики с модернизацией и заменой устаревшего оборудования;
- формирование оптимальной территориально-производственной структуры региональной электроэнергетики;
- внедрение природоохранных и энергосберегающих технологий и повышение адаптируемости к изменению в условиях топливообеспечения;
- внедрение эффективных механизмов управления развитием региональной электроэнергетики.

Комплекс антикризисных мероприятий в региональной электроэнергетике должен разрабатываться в рамках сценариев развития региона. Методология управления региональными экономическими системами, предложенная институтом экономики УрО РАН [188] формирует следующие сценарии развития экономики региона:

1. Повышение конкурентоспособности экономики региона.
2. Инерционное сдерживание кризиса в регионе.
3. Адресное стимулирование потенциала кризисных территорий региона.

Выделенные сценарии охватывают спектр возможных основных направлений по преодолению кризисных ситуаций в экономике региона и стабилизации ее развития. Их особенности состоят в следующем.

В первом сценарии в основном делается упор на преимущественное развитие рыночных механизмов. Негативные моменты для электроэнергетики в рамках этого сценария связаны, главным образом, со сложностями в активизации инвестиционной деятельности в отрасли из-за ограниченной коммерческой привлекательности.

Во втором сценарии рассматривается другая «крайность» в управлении экономикой региона, состоящая в государственном вмешательстве в эконо-

мику с осуществлением дотаций из бюджета, созданием специальных инвестиционных и страховых фондов, компенсации ущерба, материальной помощью кризисных территорий и др. В этом сценарии создаются наиболее благоприятные условия для управления развитием и функционированием региональной электроэнергетики за счет государственной поддержки.

Третий сценарий в известной мере занимает промежуточное положение между первыми двумя и исходит из ограниченной государственной поддержки важнейших мероприятий и программ, направленных на предотвращение и локализацию кризисных ситуаций, а также на стимулирование антикризисной деятельности в регионе [188].

В рамках данных сценариев развития экономики региона разрабатываются соответствующие антикризисные мероприятия в электроэнергетике. Это позволит проанализировать эффекты, получаемые от каждого мероприятия в зависимости от состояния экономики региона и сценария его развития.

Следует отметить, что большинство из антикризисных мероприятий по своему характеру являются комплексными, то есть кроме преодоления кризисного состояния в региональной электроэнергетике их реализация дает дополнительные положительные (побочные) эффекты – экологический, энерго-сберегающий, социальный и др.

5.2. Разработка комплекса антикризисных мероприятий в региональной электроэнергетике

В соответствии с сценариями развития экономики региона разработан комплекс антикризисных мероприятий, позволяющих снизить уровень кризисности и ускорить развитие региональной электроэнергетики. Для каждого из сценариев определены целевые стратегические установки представляющие собой направления работ, в рамках которых предложены антикризисные мероприятия. Перечень основных антикризисных мероприятий по обеспечению развития региональной электроэнергетики показан в табл. 5.1.

Антикризисные мероприятия в региональной электроэнергетике и оценка их результатов

Направления работ	Антикризисные мероприятия по сценариям развития экономики региона		
	Повышение конкурентоспособности экономики региона	Инерционное сдерживание кризиса в регионе	Адресное стимулирование потенциала кризисных территорий региона
1	2	3	4
1. Оптимизация структуры и состава мощностей электрогенерирующих компаний	<ul style="list-style-type: none"> - концентрация ресурсов на коммерчески выгодных проектах развития; - координация планов развития для обеспечения надежности всей региональной энергосистемы и их соответствие оптимальному соотношению различных типов энергообъектов. 	<ul style="list-style-type: none"> - оптимизация надежности электроэнергетических объектов; - повышение эффективности средств управления режимами и противоаварийной автоматики. 	<ul style="list-style-type: none"> - развитие направлений НТП в электроэнергетике региона; - новое энергетическое строительство и реконструкция существующих ТЭС на базе современных технологий с учетом общественной эффективности; - снижение тарифов на электроэнергию для конечных потребителей; - диверсификация видов топлива на ТЭС

1	2	3	4
<p>2. Техническое перевооружение ТЭС электрогенерирующих компаний</p>	<p>- замена малоэффективного энергетического оборудования, расширение действующих ТЭС;</p> <p>- снижение производственных издержек на ТЭС.</p>	<p>- продление срока службы оборудования ТЭС преимущественно за счет модернизации;</p> <p>- замена энергетического оборудования, находящегося в аварийном состоянии</p>	<p>- создание благоприятных инвестиционных возможностей для реконструкции и технического перевооружения;</p> <p>- повышение экономической эффективности энергетического оборудования на ТЭС;</p> <p>- снижение риска долгосрочных инвестиций за счет государственного участия в крупных проектах;</p> <p>- создание предпосылок для реализации региональных научно-технических программ развития региональной электроэнергетики;</p> <p>- создание резервов генерирующих мощностей.</p>

1	2	3	4
3. Развитие энергопотребляющей системы	<ul style="list-style-type: none"> - развитие конкуренции в энергосбыте; - предоставление широкого круга услуг по энергосбережению; - повышение эффективности средств управления режимами и противоаварийной автоматики. 	<ul style="list-style-type: none"> - государственное регулирование тарифов; - предотвращение социальной напряженности в энергодефицитных районах; - установление технологической брони потребления электроэнергии для предприятий региона; - ограничение потребления энергоресурсов. 	<ul style="list-style-type: none"> - осуществление инвестиций в электрификацию региона; - повышение энергоэффективности в потребительском секторе.

В качестве основных направлений работ приняты следующие:

1. Оптимизация структуры и состава мощностей электрогенерирующих компаний.
2. Техническое перевооружение ТЭС электрогенерирующих компаний.
3. Развитие энергопотребляющей системы.

Оптимизация структуры мощностей региональных электрогенерирующих компаний связана в рассматриваемой перспективе с развитием ТЭЦ и обуславливается главным направлением совершенствования комбинированного производства электроэнергии и тепла - теплофикацией на базе ПГУ различной мощности, обеспечивающей наиболее рациональное использование топлива, за счет повышенной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, экономию материалов, трудовых ресурсов. Известно, что использование высокотемпературных газовых турбин и освоение ПГУ, особенно с высокой долей газотурбинной мощности, существенно повышает эффективность теплофикации. Поэтому ТЭЦ на природном газе при установке ПГУ или ГТУ с утилизацией тепла является наиболее эффективным источником электроснабжения при тепловых нагрузках начиная со 100 Гкал/ч. Кроме того, ПГУ-ТЭЦ имеют лучшие экологические показатели по сравнению с традиционными паротурбинными ТЭЦ. Результаты оптимизации показали, что целесообразно вытеснение паротурбинных ТЭЦ высокотемпературными парогазовым и газотурбинным установками.

Сооружение паротурбинных ТЭЦ эффективно при больших концентрациях тепловых нагрузок начиная с 700-1000 Гкал/ч в зависимости от стоимости топлива.

Следует отметить, что для рационализации использования газа целесообразна реконструкция ТЭЦ электрогенерирующих компаний, работающих на газе и установка газовых турбин в крупных котельных со сбросом отработанных газов в котел. ПГУ ТЭЦ должны быть рекомендованы и для электростанций, использующих твердое топливо по мере освоения установок с внутрицикловой газификацией угля. В этих условиях целесообразно дальнейшее увеличение доли теплоты, отпускаемой от ТЭЦ с 40% до 55% в дальнейшем.

Учитывая современное техническое состояние ТЭС электрогенерирующих компаний региона, для повышения их конкурентоспособности, крайне необходимо повышение эффективности использования энергетических ресурсов. Повысить эффективность ТЭС можно с помощью технического перевооружения действующих ТЭС на органическом топливе:

- при использовании газомазутного топлива замена парогазовыми установками;

- при использовании угля продление сроков эксплуатации, с последующей заменой оборудования ТЭС при одновременном его приведении в соответствие с требованиями охраны окружающей среды.

Развитие ТЭС электрогенерирующих компаний неразрывно связано с научно-техническим прогрессом в отрасли. Главным направлением научно-технического прогресса в электроэнергетике является совершенствование технологий производства и передачи электроэнергии, обеспечивающее повышение эффективности использования ресурсов (топлива, материалов, природных ресурсов, трудозатрат и т.п.). К ним относятся:

- широкое использование высокотемпературных газовых турбин и, на их основе, комбинированных парогазовых установок различных типов, в первую очередь теплофикационных;

- разработка и внедрение экологически чистых технологий сжигания угля на электростанциях, в том числе установок с внутрицикловой газификацией угля;

В области передачи электроэнергии необходимо освоить линии переменного тока напряжением 1150 кВ. Следует освоить также использование разных конструкций линий 50-1150 кВ с повышенной натуральной мощностью. Важной задачей в этой области является также разработка и изготовление управляемых источников реактивной мощности.

В распределительных сетях 330-400 кВ повышение надежности и экономичности электроснабжения достигается путем укрупнения мощности пони-

жающих подстанций с увеличением единичной мощности оборудования и применения многоцепных опор.

Развитие энергопотребляющей системы должно базироваться на принципах повышения надежности энергоснабжения и энергосбережения. Для повышения эффективности использования ресурсов в электроэнергетике и теплоснабжении необходимо:

- проведение электросберегающей и теплосберегающей политики в экономике региона и ЖКХ, что в определенных пределах экономичнее, чем развитие источников электро- и теплосбережения;

- проведение мероприятий снижающих неравномерность электропотребления в суточном и годовом разрезе в экономически целесообразных размерах; что позволит улучшить структуру мощностей электрогенерирующих компаний и повысит эффективность их использования;

- повышение качества и надежности оборудования вплоть до создания оборудования необслуживаемого в течении всего срока службы, новых материалов, конструкций, позволяющих снизить резервы, количество обслуживаемого персонала, расход материалов, площади, занимаемые энергетическими объектами;

Внедрение НТП в региональной электроэнергетике должно способствовать созданию рынка оборудования, действие регулирующих экономических механизмов, инвестиционной политики государства и специальных законодательных актов.

В условиях возросшей неопределенности будущего развития региональной электроэнергетики в формировании системообразующей сети на перспективу предпочтение должно отдаваться решениям, обеспечивающим наибольшую адаптацию системы к меняющимся условиям и требующим при реализации более равномерного расходования ресурсов. Это достигается за счет рационального сочетания дальнейшего сетей переменного тока 500 (750) кВ, «надстройки» следующей ступени высшего напряжения – 1150 кВ.

Целесообразно применение линий 1150 и 500 кВ повышенной натуральной мощности, в том числе и двухцепных линий 500 кВ. В ряде случаев могут быть применены двухцепные линии 330 кВ повышенной натуральной мощности взамен ВЛ 750 кВ. В сочетании с двухцепными линиями 500 кВ повышенной натуральной мощности это позволит улучшить структуру сети, ограничив распространение сетей 750 кВ и количество пунктов смыкания сетей 500-750 кВ.

Системообразующая сеть региона может развиваться в основном за счет линий, сооружаемых для крупных нагрузочных узлов. Схема сети формируется под влиянием взаимного расположения ТЭС и подстанций. По мере роста плотности электрических нагрузок и сооружения новых ТЭС сети 500 кВ начнут выполнять в основном распределительные функции. Схемы электрических сетей будут усложняться в связи с тем, что по условиям надежности выдача мощности ТЭС, а также питание крупных узлов нагрузки должны осуществляться по двум-трем линиям высшего напряжения.

Развитие регионального рынка электроэнергии и мощности будут также способствовать развитию многосторонних связей электроэнергетических компаний. В результате схема сети 500 кВ будет приобретать вид «сетки». Обеспечение межсистемных перетоков потребует усиления этой сети путем «надстройки» следующей ступени высшего напряжения – 1150 кВ. Такая системообразующая сеть будет обладать достаточно большой пропускной способностью и может, кроме распределительных функций, обеспечивать устойчивую параллельную работу электрогенерирующих компаний и обмена мощностью для реализации межсистемного эффекта. Таким образом, при отсутствии транспортных балансовых перетоков системообразующие сети переменного тока могут выполнять одновременно распределительные и межсистемные функции.

Для надежного экономичного и качественного электроснабжения потребителей электроэнергии необходимо развитие и реконструкция распределительных электрических сетей напряжением 0,4 – 330 кВ. По мере роста плотно-

сти электрических нагрузок должно повышаться напряжение распределительных сетей. В районах с высокой концентрацией электрических нагрузок распределительные функции будут выполнять и сети 500-750 кВ.

При выборе схем распределительных сетей следует:

- сокращать количество трансформацией электроэнергии за счет создания глубоких вводов высших напряжений до 500 кВ включительно;
- создавать кольцевые резервные системы электроснабжения потребителей всех напряжений;
- заменить большое число параллельных линий линиями более высокого напряжения, повышенной надежности и пропускной способности;
- использовать двухцепные и многоцепные линии электропередачи, в том числе и разных номинальных напряжений;
- заменить воздушные линии на кабельные в городах и в районах с тяжелыми климатическими условиями.

Реконструкция распределительных сетей является одним из направлений повышения надежности, качества и эффективности их работы и электроснабжения потребителей. Необходима планомерная реконструкция и техническое перевооружение линий электропередачи и подстанций, при которой осуществляется:

- замена изношенного и неэкономичного оборудования;
- приведение электроустановок в соответствие с изменившимися условиями;
- внедрение мероприятий по ограничению токов короткого замыкания;
- замена отдельных линий, их участков и конструкций;
- подвеска дополнительных цепей и проводов;
- мероприятия по снижению технологического расхода электроэнергии на ее передачу;
- автоматизация сетей и управления ими на базе более совершенных средств релейной защиты и автоматики;
- внедрение систем и средств технической диагностики и контроля;

– переход от регламентных ремонтов через определенный период времени к ремонтам по результатам контроля и диагностики состояния оборудования и элементов сетей.

Обеспечение энергосбережения в электрических сетях достигается за счет:

– повышения уровня компенсации реактивной мощности с 0,36 кВар на кВт от максимума и нагрузки до 0,6 кВар на кВт путем планомерного ввода источников реактивной мощности;

– внедрения статических компенсаторов, управляемых, регулируемых батарей статических конденсаторов, рационального выбора сечения и конструкции линий электропередачи;

– оснащения подстанций средствами автоматизированного учета и контроля электрической энергии с выдачей информации на следующий иерархический уровень.

5.3. Эффективность антикризисных мероприятий в региональной электроэнергетике

Эффективное развитие региональной электроэнергетики может осуществляться за счет: экономии установленной мощности путем снижения совмещенного максимума нагрузки; сокращения необходимого расчетного резерва мощности при совместном его использовании, ведения к минимуму народнохозяйственного резерва. Кроме того, развитие энергокомпаний региона должно обеспечивать рационализацию структуры генерирующей мощности, а также улучшить использование мощности и повысить концентрацию производства электроэнергии.

Развитие экономики региона, может проявить дополнительные факторы, повышающие эффективность электроэнергетических компаний. Главным из них является неравномерность темпов роста электропотребления регионов, что в последующем потребует создания дополнительных резервов мощности в

электроэнергетической системе региона. Известно, что работа электроэнергетических компаний в составе Единой электроэнергетической системы страны позволяет снизить потребность в дополнительных резервах мощности. Таким образом, интеграция электроэнергетических компаний регионов в крупные региональные энергохолдинги должна, безусловно, остаться одним из основных направлений развития региональной электроэнергетики обеспечивающим наиболее высокую эффективность использования ресурсов.

В соответствии с тем, что производство электроэнергии в ближайшее время должно увеличиваться вследствие тенденции развития экономики регионов – увеличения доли потребления преобразованных видов энергии: электроэнергии, пара, горячей воды. Необходимость резкого увеличения производства высококачественных видов продукции, в сочетании с приоритетными социальными программами также, безусловно, будут вызывать увеличение потребления электроэнергии и теплоты. С другой стороны, совершенствование структуры экономики и усиление энерго- и материалосберегающих тенденций, стимулируемых рынком, будут действовать в направлении снижения нерационально расходуемой электроэнергии. В конечном счете, масштабы электропотребления в регионах будут определяться структурной перестройкой экономики, темпами ее осуществления, научно-техническим прогрессом в производстве, передаче и потреблении электроэнергии и теплоты, а также глубины и темпов внедрения энергосберегающих технологий.

Ввиду отмеченной ранее высокой инерционности инвестиционных процессов в электроэнергетике для большинства из рассматриваемых антикризисных мероприятий период реализации составит не менее 5-10 лет. Поэтому в качестве расчетного срока для оценки эффективности всего пакета мероприятий принят 2025 год.

Суммарные объемы капитальных вложений на осуществление антикризисных мероприятий в электроэнергетике Уральского региона (Свердловская, Челябинская, Курганская области и Пермский край) оцениваются следующими цифрами: по сценарию 1 – 3,97 млрд. дол. по сценарию 2 –

7,15 млрд. дол. и по сценарию 3 – 5,1 млрд. дол. [54, 192, 193]. Распределение этих объемов по основным направлениям работ в электроэнергетику Урала дано в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Распределение капитальных вложений в антикризисные мероприятия по направлениям работ

Направления работ	Объемы инвестиций по сценариям, млрд. дол.			Доля затрат, %		
	1	2	3	1	2	3
1. Оптимизация структуры и состава электрогенерирующих компаний	1,2	3,5	1,5	30,1	48,9	29,5
2. Техническое перевооружение ТЭС электрогенерирующих компаний	2,4	3,0	3,3	60,4	41,9	64,7
3. Развитие энергопотребляющей системы	0,38	0,65	0,3	9,5	9,2	5,8
Всего	3,98	7,15	5,1	100	100	100

Как показывает анализ, подавляющая часть капиталовложений должна быть направлена на техническое перевооружение региональной электроэнергетики, а также на оптимизацию структуры и состава электроэнергетических компаний (~ 30 – 60 %). Это сопряжено с необходимостью проведения капиталоемких мероприятий по строительству новых и замене старых энергообъектов, резервированию генерирующих мощностей электроэнергетических систем и топливоснабжающих систем, а также обеспечению взаимозаменяемости топлив на энергогенерирующих источниках.

Следует отметить, что наиболее существенное значение будет иметь зависимость масштабов технического перевооружения электроэнергетики региона от возможностей энергомашиностроения, которая, в свою очередь, в значи-

тельной степени будет определяться мероприятиями по техническому перевооружению машиностроительных заводов Урала.

Об эффективности предусматриваемых антикризисных мероприятий логично судить по их влиянию на снижение степени опасности кризисных ситуаций. Однако, при этом необходимо учитывать то обстоятельство, что при полном отказе от осуществления мероприятий по снижению степени кризисности электроэнергетики региона положение будет продолжать ухудшаться по сравнению с современным уровнем. Поэтому, исходная (базовая) величина степени опасности, относительно которой должна оцениваться эффективность мероприятий по сценариям на рассматриваемом прогнозном этапе, в известной мере, является гипотетической. По достаточно осторожным оценкам при отсутствии государственных программ нейтрализации угроз можно ожидать в ближайший период возрастания степени опасности в региональной электроэнергетике до верхних границ критической зоны, а по отдельным территориям возможен выход в зону чрезвычайного положения. В этих условиях прогнозируемое снижение степени опасности по Уральскому региону экспертно оцениваются в следующих размерах: по сценарию 1 – 20 %, по сценарию 2 – 50 % и по сценарию 3 – 30 %. Задавшись экспертными оценками вкладов по отдельным направлениям антикризисных мероприятий, можно рассчитать их сравнительную эффективность, а также снижение степени кризисности (табл. 5.3).

Снижение степени кризисности в региональной электроэнергетике по отдельным сценариям развития экономики региона рассчитывается по следующей формуле [53]:

$$\Delta_i = \frac{\alpha_{ij} \cdot \beta_i}{\sum_{j=1}^5 \alpha_{ij}}, \quad (5.1)$$

где α_{ij} – вклады по отдельным направлениям работ j , по сценарию i ;
 β_i – снижение степени опасности по региону по сценарию i .

Удельные инвестиции необходимые для снижения степени кризисности на один процент по каждому сценарию определяется по формуле

$$z_i = \frac{Z_i}{\Delta_i}, \quad (5.2)$$

где Z_i – объем инвестиций по сценарию i ; Δ_i – снижение степени кризисности по сценарию i .

Таблица 5.3

Сравнительная оценка эффективности антикризисных мероприятий по направлениям работ

Направления работ	Вклады по сценариям, %			Снижение степени кризисности, %			Удельные инвестиции, млн. дол. / %		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1. Оптимизация структуры и состава электрогенерирующих компаний	30	45	20	6	22,5	6	200	155	250
2. Техническое перевооружение ТЭС электрогенерирующих компаний	45	35	50	9	17,5	15	266	171	220
3. Развитие энергопотребляющей системы	25	20	30	5	10	9	76	65	33
Всего	100	100	100	20	50	30	-	-	-

Анализ табл. 5.3 в которой показана сравнительная оценка эффективности антикризисных мероприятий в региональной электроэнергетике, показывает следующее.

Наибольшие вклады снижение степени кризисности можно ожидать от мероприятий по техническому перевооружению региональной электроэнергетики у первого и третьего сценариев. Оптимизации структуры и состава элек-

трогенерирующих компаний региона дает наибольший вклад по второму сценарию.

Наибольшее снижение степени кризисности в региональной электроэнергетике возможно по второму сценарию из-за государственного регулирования процесса развития отрасли и крупных инвестиций.

По всем рассмотренным направлениям работ по снижению степени кризисности в региональной электроэнергетике имеется возможность рассчитать удельные инвестиции, приходящиеся на один процент снижения уровня кризисности.

Расчеты показывают, что для снижения кризисности на один процент, наибольшие инвестиции требуются по третьему сценарию для оптимизации структуры и состава электрогенерирующих компаний в размере 250 млн. дол., а по первому сценарию наибольшие инвестиции требуются для технического перевооружения ТЭС электрогенерирующих компаний и развития энергопотребляющей системы 266 и 76 млн. долл. соответственно.

Следует отметить, что исходя из складывающейся ситуации в региональной электроэнергетике и экономике, наиболее вероятным сценарием развития будет третий сценарий, который предусматривает государственное и частное участие в реализации намеченных направлений работ по снижению степени кризисности в отрасли. Это позволит диверсифицировать источники инвестиций и привлечь новых участников к процессу развития, в том числе иностранных, благодаря государственному участию, что снизит степень риска для инвестиций.

Подводя итог проведенным исследованиям, следует отметить, что в процессе реформирования региональной электроэнергетики возникнет необходимость в создании организации, которая будет координировать процессы функционирования и планирования энергокомпаний. Это особенно актуально в переходный период реструктуризации энергокомпаний для преодоления несогласованности процессов развития энергокомпаний и эксплуатации энергообъектов. Функции системообразующей организации, занимающейся решением этих

проблем, могут быть возложены на межрегиональный Совет по планированию развития электроэнергетики, который будет выполнять функции «системного интегратора» и создаст в будущем соответствующую мотивацию для создания крупного регионального энергохолдинга.

Разработанный методический аппарат по анализу эффективности процессов развития может стать инструментом в решении различных задач стратегического и тактического планирования в региональных электрогенерирующих компаниях.

5.4. Возможности наращивания конкурентных преимуществ когенерационных энергоисточников за счет повышения надежности тепловых сетей

Повышение надежности тепловых сетей является одной из основных задач повышения уровня конкурентоспособности когенерационных энергоисточников (КЭИ), которая должна решаться одновременно с принятием стратегических решений по реализации их конкурентных преимуществ, поскольку низкая надежность тепловых сетей способна значительно обесценить конкурентные преимущества КЭИ.

Эта задача состоит в выборе рациональных вариантов развития тепловых сетей, которые при минимальных затратах, обеспечат повышение конкурентоспособности КЭИ. Поскольку низкая надежность тепловых сетей способна значительно обесценить конкурентные преимущества КЭИ и мотивировать потребителей к созданию собственных тепловых энергоисточников, так как существенное повышение стоимости и снижение качества тепловой энергии создает реальную заинтересованность в экономии тепла, меняя отношение централизованному теплоснабжению, а усиливающаяся конкуренция со стороны децентрализованных источников тепловой энергии меняет приоритеты и тенденции развития систем когенерации энергии (СКЭ).

Решение задачи повышения надежности тепловых сетей невозможно осуществить без привлечения инвестиций в достаточном объеме. Поэтому главной проблемой, стоящей перед субъектами управления конкурентным развитием СКЭ (руководством ТГК, промышленных предприятий и администрацией региона), является мобилизация инвестиционных ресурсов, и дальнейшее их распределение по направлениям в соответствии с техническими возможностями повышения надежности тепловых сетей.

Тепловые сети, обеспечивающие потребителей тепловой энергией среднего и низкого потенциала в виде пара и горячей воды, с точки зрения исследований по надежности являются сложными многоцелевыми человеко-машинными системами кратковременного действия с векторной надежностью.

Это обусловлено следующими их особенностями и свойствами. В отличие от систем магистральных газо- и нефтепроводов, транспортирующих энергоноситель в заданный и удаленный на сотни километров район и имеющих потребителей в конце протяженных многониточных магистралей, тепловые сети функционируют в границах города (населенного пункта) и имеют множество потребителей, рассредоточенных по узлам системы с произвольной, часто многокольцевой, топологией. Обычно потребители имеют неоднородную нагрузку (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология) с разными требованиями к надежности ее обеспечения. Так, нарушения подачи теплоты на отопление и вентиляцию могут приводить к катастрофическим последствиям, а ограничения нагрузки горячего водоснабжения – лишь к временному снижению комфорта.

Другим отличием тепловых сетей от систем магистрального транспорта нефти и газа, перед которыми стоит задача выполнения квартальных и годовых поставок, является необходимость подачи требуемого количества тепловой энергии за короткие промежутки времени (не более суток). Компенсация недоотпуска теплоты в более длительных интервалах здесь не имеет смысла. Этот факт, а также однозначная зависимость отопительной

нагрузки от температуры наружного воздуха, принципиальная возможность отключения нагрузки горячего водоснабжения во время аварий и проведения плановых ремонтов в летний период позволяют при оценке надежности не рассматривать годовые процессы функционирования систем.

Во время эксплуатации, тепловые сети подвергаются воздействию множества случайных и неслучайных факторов, которые трудно воспроизводить на испытательных стендах и трудно идентифицировать при регистрации аварий в условиях эксплуатации. Конечно, имеющаяся информация об аварийности при всей ее неполноте дает возможность оценить общий технический уровень тепловых сетей и указать на наиболее их уязвимые места. Однако получение точных абсолютных значений этих характеристик чрезвычайно затруднено.

Известно, что для тепловых сетей характерны частичные отказы, приводящие к отключению или снижению уровня теплоснабжения только части потребителей, а полный отказ, это весьма редкое событие. Последствия отказов в тепловых сетях зависят главным образом от продолжительности нарушения подачи тепловой энергии, его глубины и распределения дефицита по узлам системы. Поэтому интегральные показатели, оценивающие надежность системы в целом (например, суммарный часовой или годовой недоотпуск теплоты, средняя производительность системы и др.), оказываются здесь малоинформативными, а в задачах построения оптимальных систем – неработоспособными и имеют вспомогательное значение.

Социальная значимость тепловых сетей, которая заставляет подходить к проблеме повышения их надежности в первую очередь с позиций потребителей, ставя задачу обеспечения у каждого из них необходимых санитарно-гигиенических условий.

При развитии большинства современных тепловых сетей не уделяется должного внимания созданию надежной элементной базы, а государственная политика в сфере теплоснабжения обычно направлена на развитие крупных систем. Следует отметить, что увеличение размеров тепловых се-

тей зачастую не сопровождается адекватным изменением принципов построения, совершенствованием структуры и технической оснащённости. В результате этого могут возникнуть серьезные проблемы с обеспечением надежности теплоснабжения потребителей, где регулярно происходят серьезные аварии, а уровень комфорта в зданиях недостаточен. Все это существенно влияет на снижение уровня конкурентоспособности КЭИ.

При разработке схем тепловых сетей в крупных городах нормативы аварийной подачи тепловой энергии потребителям при отказах теплопроводов, как правило, используются для расчета аварийных режимов и планирования резервных переключений. Однако, реально, резервные переключатели существуют лишь в наиболее крупных системах теплоснабжения. Более широкое внедрение резервирования в тепловых сетях сдерживается большими дополнительными затратами, трудностями эксплуатации систем с резервированными сетями при отсутствии их автоматизации.

В ряде случаев (особенно в распределенной СКЭ) наиболее предпочтительными становятся решения с КЭИ малой мощности, которые требуют меньших единовременных затрат с небольшими сроками окупаемости и максимально приближены к потребителям тепловой энергии. Формирующийся рынок эффективных когенерационных установок с широким диапазоном мощностей позволяет реализовать эти решения и распространить когенерацию на область малых и средних тепловых нагрузок.

Тенденция снижения надежности тепловых сетей вызывает появление вопросов, связанных с их резервированием, как одному из основных способов повышения их надежности, а обострение конкуренции на рынке тепловой энергии повышает актуальность построения надежных тепловых сетей при минимальных затратах. Решение этой проблемы требует изучения вопроса о рациональном соотношении структурной и элементной надежности тепловых сетей, то есть о том, какая доля в требуемом повышении надежности тепловых сетей должна обеспечиваться резервированием, а какая улучшением качества тепловых сетей.

Стратегия наращивания конкурентных преимуществ СКЭ напрямую связана с решением задачи повышения надежности тепловых сетей, которую можно продемонстрировать на условном примере, основные характеристики которого показаны в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Характеристики тепловой сети

Показатель	Значение
1. Общая тепловая нагрузка, Гкал/ч	1000
2. Длина участка магистральной тепловой сети, км	5
3. Параметр потока отказов участка тепловой сети длиной 1 км (включая прямую и обратную линии), 1/(км·ч)	$0,2 \cdot 10^{-4}$
4. Расчетная температура наружного воздуха, °С	32
5. Продолжительность отопительного периода, ч	5472

Оценка рациональных путей повышения надежности тепловой сети проводилась в зависимости от объема резервирования, который менялся перемещением переключки от головной части сети к концу, диаметры кольцевой части определялись условием обеспечения пониженного уровня надежности тепловых сетей при отключении каждого из ее участков.

Результаты расчетов показателей надежности для каждого варианта резервирования тепловой сети для наиболее удаленного потребителя показаны в табл. 5.5.

Показатели надежности тепловой сети

Вариант схемы тепловой сети	Вероятность безотказной работы, о.е.	Коэффициент готовности, о.е.	Капитальные вложения, %	Издержки, %
<i>a</i>	0,564	0,9987	100	170
<i>b</i>	0,647	0,9971	111	160
<i>c</i>	0,758	0,9964	128	150
<i>d</i>	0,807	0,9958	137	140
<i>e</i>	0,908	0,9934	145	130
<i>f</i>	0,974	0,9915	153	120
<i>g</i>	0,981	0,9907	158	110
<i>h</i>	0,990	0,9902	164	100

При рационализации структуры тепловой сети надежность расчетного уровня для потребителя оценивается коэффициентом готовности, представляющим собой среднее значение доли отопительного сезона, в течение которого у потребителя обеспечивается расчетное значение температуры в помещении, а надежность пониженного уровня оценивается вероятностью безотказной работы, представляющей собой вероятность того, что в течение отопительного сезона температура в помещении у потребителя не опускается ниже некоторого граничного значения. Следует отметить, что предложенные показатели хорошо отражают специфику резервирования в тепловых сетях и позволяют организовать рациональную структуру сети, удовлетворяющую заданным требованиям надежности.

Таким образом, если значение показателя вероятности безотказной работы удовлетворяет нормативу 0,951 (для магистральных тепловых сетей с частотой отказов 0,05 1/год), то резервирования тепловой сети не требуется. В противном случае должен быть определен такой объем резервирования, при котором показатель вероятности безотказной работы удовлетворит

нормативу. Если в тепловой сети без резервирования или с резервированием коэффициент готовности оказывается меньше норматива 0,988 (при среднем времени нарушения теплоснабжения 65 часов за отопительный период), то это значит, что необходимо уменьшить общую длину сети, разделив ее на части, и ввести дополнительные источники теплоты.

Результирующая оценка рационального соотношения структурной и элементной надежности тепловых сетей для рассматриваемого варианта показана на рис. 5.2. Кривая A является зависимостью капиталовложений (с учетом затрат в узлы управления в тепловых сетях) в схемы $a - h$ от обеспечиваемого в каждой из них уровня надежности теплоснабжения в узле 14 при существующей надежности тепловых сетей. Значения от 0 до 1 по оси абсцисс показывают долю повышения показателя вероятности безотказной работы, достигаемую резервированием тепловой сети. В правой точке кривой (сеть h) резервированием обеспечивается нормативный уровень надежности.

Для того чтобы нормативный уровень надежности тепловой сети обеспечивался в каждой из рассматриваемых схем, необходимо повысить их надежность. При этом максимальное повышение их надежности необходимо для первой схемы, в которой полностью отсутствует резервирование тепловых сетей (чем дальше от энергоисточника находится переключатель, тем меньшее снижение параметра потока отказов требуется).

Следует отметить, что около половины повреждений (согласно имеющейся статистике) можно избежать за счет содержания существующих конструкций тепловых сетей в нормальном состоянии, соответствующем техническим нормам. Это позволит уменьшить параметр потока отказов в двое, а дальнейшее его уменьшение может потребовать использования новых конструкций тепловых сетей в полиуретановой изоляции (конструкция «труба в трубе»). Это обеспечит требуемую надежность для первой схемы.

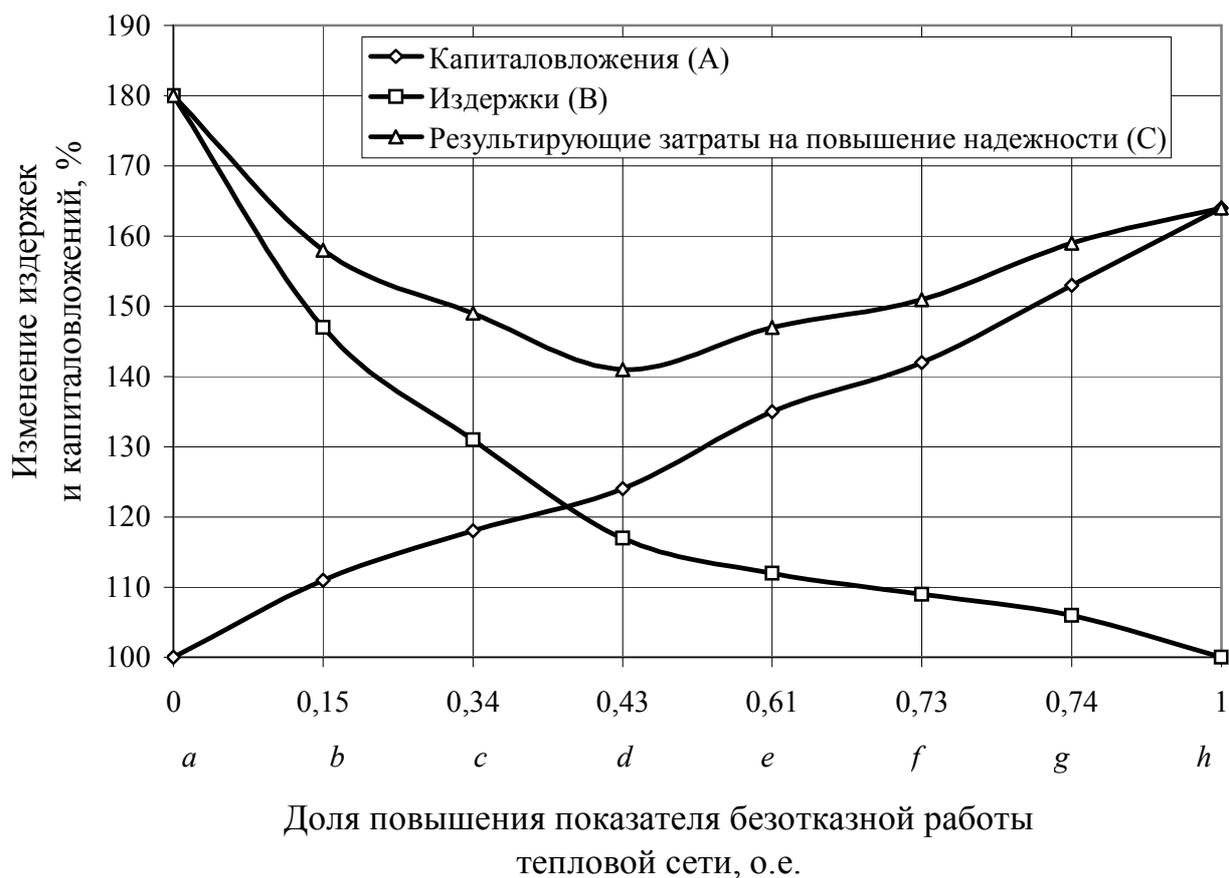


Рис. 5.2. Соотношение структурной и элементной надежности тепловых сетей

Кривая *B* показывает диапазон издержек, связанных с поддержанием необходимого уровня надежности тепловой сети. Разница между кривой *A* и значением переменной по оси абсцисс представляет собой долю повышения вероятности безотказной работы, достигаемую увеличением элементной надежности. В левой точке (схема тепловой сети – *a*) нормативный уровень надежности достигается повышением только элементной надежности.

Кривая *C* является результирующей по затратам для кривых *A* и *B*. В каждой точке этих кривых путем применения обоих способов повышения надежности обеспечивается нормативная надежность тепловой сети.

Рис. 5.5 показывает, что без учета разного срока службы действующих и новых тепловых сетей рациональная доля повышения надежности путем резервирования тепловых сетей оказывается в пределах 0,34 – 0,61. Весьма вероятно, что даже снижение стоимости производства новых тепловых се-

тей не изменит этого диапазона, учет разного срока службы тепловых сетей (30 лет для новых и 15 для существующих) сдвинет точку оптимума в сторону повышения доли элементной надежности. Для стоимостных характеристик новых теплопроводов оптимальной оказывается схема *d* с резервированием только головных магистралей, а при существенном снижении стоимости (на 30–40 %) новых тепловых сетей, конструкция которых будет соответствовать международным стандартам – схема *a* без резервирования.

Таким образом, повышение конкурентоспособности КЭИ на рынке тепловой энергии во многом можно обеспечить за счет рационального соотношения структурной и элементной надежности тепловых сетей.

CHAPTER 6. MECHANISM FOR ANALYSIS OF RISKS OF DEVELOPMENT OF REGIONAL ELECTRIC POWER INDUSTRY TAKING INTO ACCOUNT ECONOMIC IMBALANCES²

6.1. Priorities for the development of regional electric power industry

The global financial crisis has shown that energy companies are highly exposed to market risks. Market volatility creates competitive tension in the industry because of the lack of the necessary methodological tools does not allow energy companies to timely identify and measure the severity of emerging threats. Given the current situation one of the major challenges the industry is the creation of tools able to quickly develop a strategy for improving the competitiveness of energy companies. The article presents the author's risk-based approach to the assessment of industry risks the energy sector. It assumes a certain level of long-term financial stability, investment attractiveness and, as a result, the competitiveness of the company. The aspects of practical application of the author's approach to the assessment of industry risks on the example of energy companies.

In terms of economic and political instability is an important factor in the industrial growth of any country, including emerging economies, is stable and rapid development of its energy sector. Mainly, it is that energy represents one of the key indicators that have a significant impact on the cost structure of final goods and services industrial corporations. Therefore, a high level of depreciation of equipment, high cost of primary resources, the lack of market competition in the sector, etc. factors determining the low efficiency of most energy companies in developing economies, largely determine lack of capacity for rapid and sustained growth of industrial production.

One of the directions of solving this problem is the implementation of comprehensive investment programs in the sphere of implementation of resource - and energy-efficient technologies in the energy sector companies. This will not only increase the productivity of companies, but in the long term to achieve sustainable development of the whole sector.

² Публикуется в оригинальной редакции по материалам опубликованных статей в журналах, входящих в международную базу цитирования SCOPUS. В подготовке раздела принимали участие проф., д.э.н. Ходоровский М.Я., аспирант Хоменко П.М.

However, in the process of implementation of such investment policy with a high probability you may experience a significant number of destabilizing factors in the form of both investment and industry risks. They combined with market threats can have a negative impact on the competitiveness of the whole sector. Conducted by the authors many years of research in this area showed that the assessment of emerging risks should accompany the development of specific mathematical apparatus that takes into account not only current requirements for risk management, but the features of the sector, and this is one of the main objectives of the present article.

The result of the study is the author's methodical approach to assessing the competitiveness of energy companies, which allows you to quickly identify industry risks and to assess their level of risk through the assessment of the value of these threats. The obtained results are of practical importance and are used in developing the strategy of development of energy companies.

Currently there is a wide variety of opinions about understanding the essence and nature of risk in connection with the multidimensional nature of the phenomenon. In the framework of the presented research with respect to its specific risk is understood as the threat of losing power company of not only their financial resources but also competitive advantages in the energy market, which leads to the instability and uncertainty of the results of its economic activity.

Fundamentals of risk assessment and management in the modern energy industry and especially the development of risk management in emerging economies presented in several papers. However, it should be noted that, in General, the risk management system for energy companies developing economies characterized by low basic level of development. This, in turn, leads to considerable difficulties in the process of analysis and management of existing threats and actualizes the problem of creating a methodological approach to sectoral risk management.

Development of directions of increase of competitiveness of a power generating company is one of the most difficult and important issues on the way of development of an individual company, and of the energy business in general.

However, this process is impossible without the liberalization of the power sector as a global trend which promotes the transition to an open competitive energy and power market.

In terms of technology, competitiveness must be accompanied with introduction of innovative technologies, including those in the field of energy saving, smart energy networks, alternative energy sources, the development of decentralized energy systems, etc.

In the economic aspect, an absolute factor of growth of competitive positions of power generating companies is the need for raising commercial efficiency at the expense of reduction of production costs and improving the quality of customer service.

However, the scope of risk management sets specific requirements to improving competitiveness of power generating companies. A comprehensive preliminary analysis based on the current rules and methods of risk management, an effective forecasting system allow the most significant risks in the company's activities to be identified and the level of hazard to be assessed. In its turn, the timely implementation of targeted programs of risk management will provide an opportunity for neutralizing the current level of risk and minimizing the integral indicator of competitiveness.

As part of this methodology, risks assessment is carried out by measuring their value. Therefore, the reduction in risk price contributes to reduction of the aggregate value of demand for economic capital of a power generating company and raising of its competitiveness.

At present, the emerging economies are characterized by high levels of instability, volatility of development of power markets. Dependence on the global financial system, global power markets and commodity markets brings forth sectoral risks characterized by a high level of latency. As a consequence, the emerging hazards in the form of financial and non-financial losses require creation of an effective system of risk management whose main objective would be identification and measurement of potential threats, and eventually improving the competitiveness of national energy business.

According to the results of the study expanded methodological framework to assess the competitiveness of energy companies. The risk-based approach is the basis for the creation and development of industrial risk management. The main advantage of this approach is aggregated into account not only technical and economic indicators, but also an overall assessment of the position of the firm in the market through the use of international target credit rating.

The main practical achievement obtained as a result of the work is the diagnosis and analysis of industry risk energy companies and assessment of economic capital as a factor of business competitiveness. Apart from this developed the main directions of the strategy of competitiveness, long-term stability and investment attractiveness of the energy company. Among the main disadvantages, which determine the prospects for further work in this direction is lack of formalized assessments of losses from other risks, work along these lines will contribute to improvement of the model accuracy and quality. Secondly, an important line of approach development is the adaptation of improved methods of assessing the economic capital of certain types of sectoral risks and their aggregation, especially in terms of the differences of the distribution of losses from normal. Thirdly, assessment and management of sectoral risk envisages consideration of a greater number of strategic directions of power facilities development. In addition to financial stability, it is necessary to assess production and investment factors affecting the competitiveness of the business.

6.2. Assessment of economic feasibility for grid- connected renewable energy system for a household application

This research compares the performance of grid-only system and hybrid grid-renewable energy systems in terms of cost of electricity and emission of pollutant. The payback period is also examined based on the current sellback rate. Sensitivity analysis is done to find the best sellback rate for a hybrid grid/PV/wind system in order to compete with a hybrid grid/PV system. In addition, the most optimal configuration is also determined by varying the value of solar radiation, wind speed and sell-

back rate. Generally, it is concluded that the hybrid grid/PV system is the most practicable choice to be used as power generator to supply electricity for a household.

There are various types of renewable energy sources. It has been estimated that the energy can be obtained from solar is at four times the world fossil fuel resources. However, producing energy from wind is still limited due to low average wind velocity in the whole country. The wind speed is light and varies from season to season in the range of 2 - 13 m/s. However, there are potential places which have been identified as generate electricity from wind energy.

Both solar and wind energy are strongly depend on weather conditions which are solar radiation and wind speed, respectively. Basically, when the solar radiation is high, the wind speed is low and vice versa. As a result, combination of these two sources to perform a photovoltaic/wind (PV/W) hybrid system is a good option. This system is suitable to be used in rural areas and islands to replace the use of generator. Thus, recently the economical analysis of PV/W hybrid system has been investigated using HOMER software to get general idea of the optimum configuration in supplying electricity for a household. However, the system considered is off-grid and suitable for remote area only. Furthermore, most of the configurations discussed produce high percentage of excess electricity. This excess electricity can be sold to grid to generate income and reduce electricity bills.

In this study, the feasibility of three configurations which are hybrid PV/grid, hybrid PV/wind/grid and hybrid wind/grid are simulated. The performance of these configurations are compared with the current system, which is grid-only system, based on the cost of electricity, electricity production and consumption, and the emission of pollutant. The payback period of the three configurations are also determined based on the grid only system. In addition, the sensitivity analysis are done to determine the payback period for different FiT rates and different load profile. The values of wind speed and solar radiation are also varied in order to find the most optimal system in different locations.

Since the capital cost and the replacement cost of renewable energy are high, consumers need to know how long it would take to recover the amount of money that

have been invested in renewable energy technology. Calculates the simple payback period by comparing the proposed system with the base case, which is in this case, the grid-only system. The best configuration should offer the shortest simple payback period.

As an example, the remote areas was chosen. The selected area of this study is in remote areas with the latitude and longitude are 5.31 and 103.12, respectively. HOMER software requires some input parameters to calculate the optimization results for a specific configuration of system. The input parameters are daily solar radiation (kWh/m²/d), wind speed (m/s), load profile (kW) and grid specification.

The solar radiation and wind speed data were obtained from National Aeronautics and Space Administrative (NASA). The plot of solar radiation and wind speed for the selected area can be referred to Figure 1 and Figure 2. Load profile shows the trend of electricity consumption in daily life of the selected consumer.

Different rates are given based on the amount of electricity used. For a household application with the load profile as considered in this paper, the amount of electricity used is approximately 255kWh/month. Since HOMER only allow different rates using time basis, so the average price rate for electricity purchased from the grid for the selected load profile is RM 0.245/kWh. Since all the components price are in USD, so the price rate is set at \$0.0772 using the same exchange rate at USD 1 = MYR 3.1746.

Feed-in-tariff (FiT) is controlled by SEDA. Since the FiT was implemented in January 2012, the rate was decreased a few times. The sellback rate used in this paper based on the current price which is implemented since January 2015. By referring to SEDA, the FiT rate for individual with the capacity of PV less than 4kW is RM 0.9166/kWh. Additional bonus RM 0.1722/kWh is given for rooftop installation, so the total sellback rate is set at RM 1.0888/kWh = \$0.3429/kWh. However, the FiT for wind system has not been implemented. So, in this study, first, the sellback rate for all configurations are set to be the same rate as PV system. Then, for economic analysis, FiT rate for configuration with wind turbine was varied from \$0.3429/kWh to \$0.5481/kWh.

The optimization results rank the most optimal system based on the COE value. The performance of all configurations are compared based on COE, electricity production and consumption, and emission of pollutant. Then the payback period is determined for all configurations. Lastly, the sensitivity analysis is done to find the best FiT rates for wind turbine in order to compete with PV system.

The optimization results obtained using the specification given in the previous section. There are four different configurations are feasible to be used to supply electricity to the load demand. From the figure, the most optimal configuration is PV/grid hybrid system that consists of 2 kW PV panels, the maximum purchase capacity from the grid is 1000 kW, and 2 kW converters. The electricity production and consumption for all four configurations are plotted in Figure 1 and Figure 2, respectively.

Grid-only system is widely used to supply electricity for a household in remote areas. However, in this study, this system is not the most optimal system. Although the initial cost is \$0 because it is provided by TNB, but the cost of electricity (COE) is higher than PV/grid system and PV/wind/grid system. The COE is equal to tariff rates given by TNB. The total electricity produced by the grid is 3088 kWh/yr and is 100% used by the load.

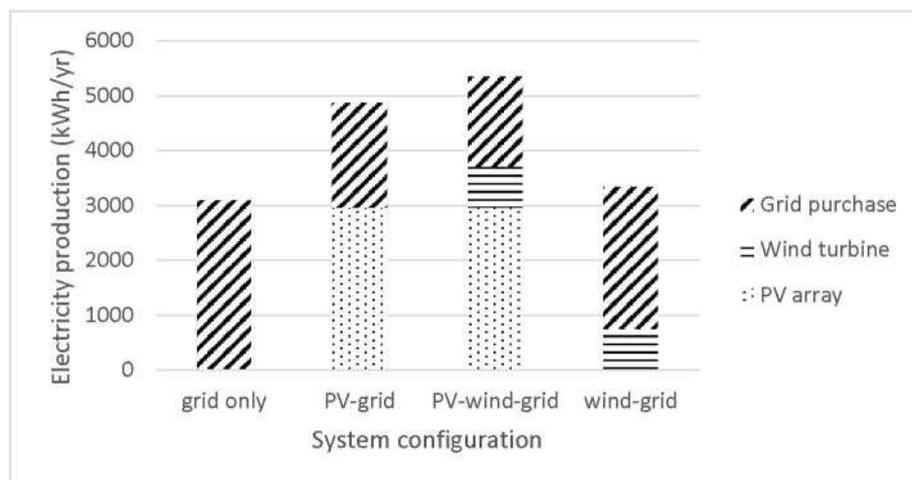


Figure 1: Electricity production for four configuration.

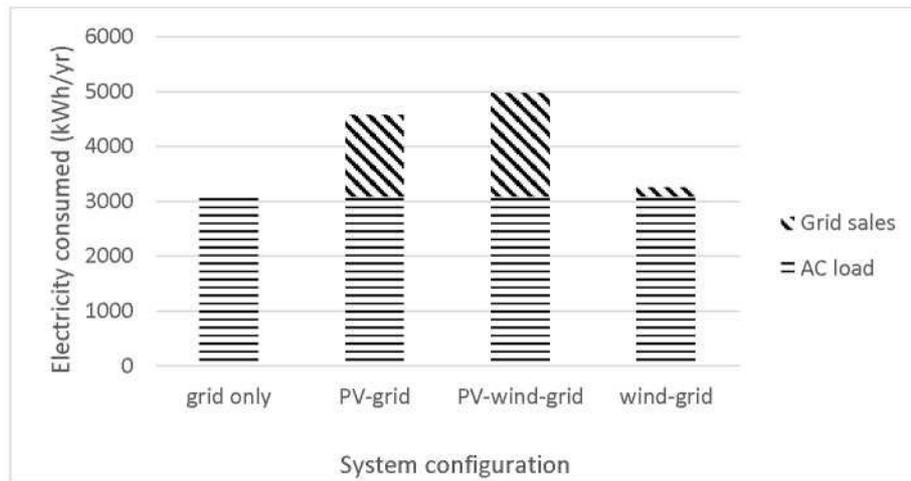


Figure 2: Electricity consumption for four configuration.

The grid-connected PV system is the most optimal system to be used for a household with the COE is $\$-0.001/\text{kWh}$. The negative value of COE shows that the income obtained from selling electricity to grid is more than the money spent to buy electricity from grid. This system can produce up to 4868 kWh electricity per year and 61% of it is produced by PV array. The balanced 39% of electricity is purchased from the grid to supply electricity during electricity shortage, especially at night.

From the total amount of electricity consumption, 68% is used by load and another 32% is sold to the grid. Although the capacity of electricity purchased from the grid is higher than the amount sold to the grid, the energy charge is negative due to the sellback price is higher almost four times than the tariff rate. Although FiT is very beneficial for consumer, this information is not informed well among them. The negative value of net present cost (NPC) for grid contributes to negative NPC, COE and operating cost for the system, as shown in the cashflow of this system in Figure 3.

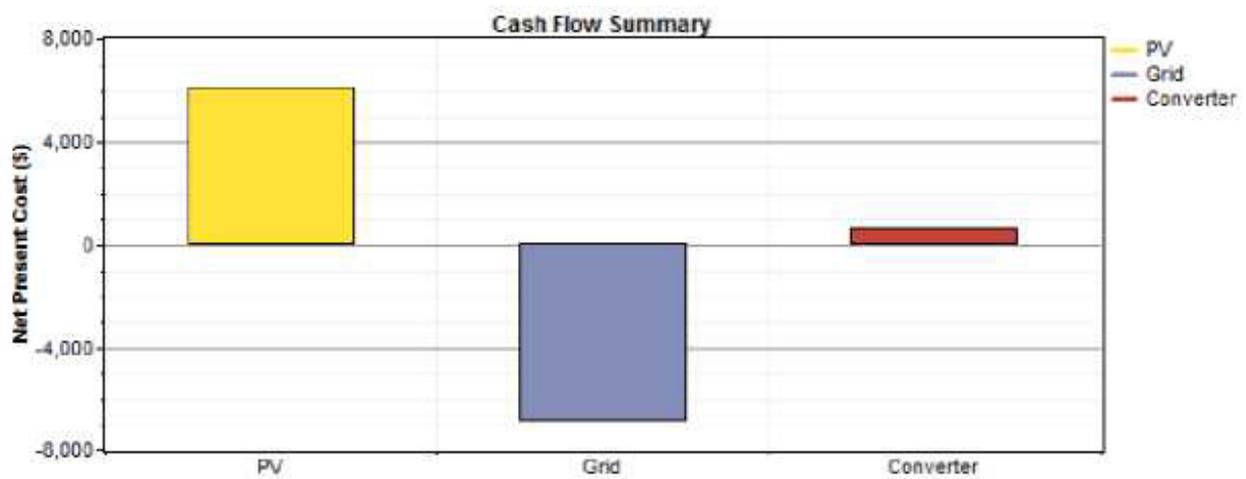


Figure 3: Cash flow summary for PV/grid system.

PV/wind/grid system is also more optimal compared to grid-only system. The COE for this system is cheaper than price rates determined by TNB. Although the NPC of grid for this system is more negative compared to PV/grid system, the positive value of total NPC and COE is contributed by the cost of wind turbine which is very expensive as shown in Figure 4. However, the total electricity produced by wind turbine is only 14% of total electricity production. Another 55% is produced by PV array and 31% is purchased from the grid with total electric production is 5344kWh/yr. Since load uses only 3088kWh/yr, the amount of electricity can be sold to the grid for this system is higher than PV/grid system.

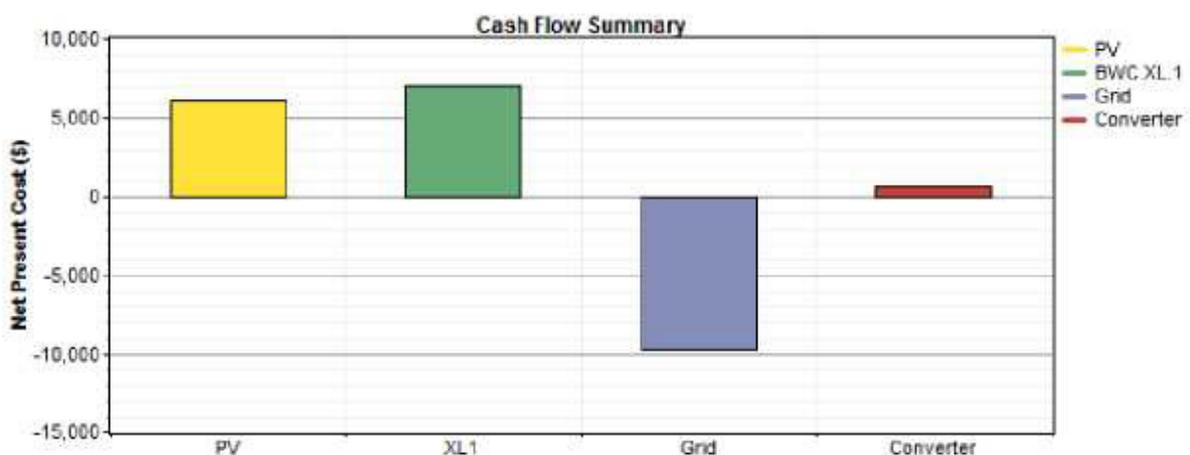


Figure 4: Cash flow summary for PV/wind/grid system.

Wind/grid system is the worst choice in supplying electricity for a household in remote areas. The COE for this system is higher than tariff price offered by TNB. It

happens because the electricity produced by wind is low, only 22% of the electricity production. 78% of electricity need to be bought from the grid as shown in Figure 3. There is small percent of electricity can be sold to the grid especially during the Northeast monsoon when the wind speed is high, however, it is not enough to generate income. Since the amount of electricity purchased from the grid is higher than the amount of electricity sold to the grid, the NPC of the grid is positive as shown in Figure 5. It contributes to high NPC and COE of the system.

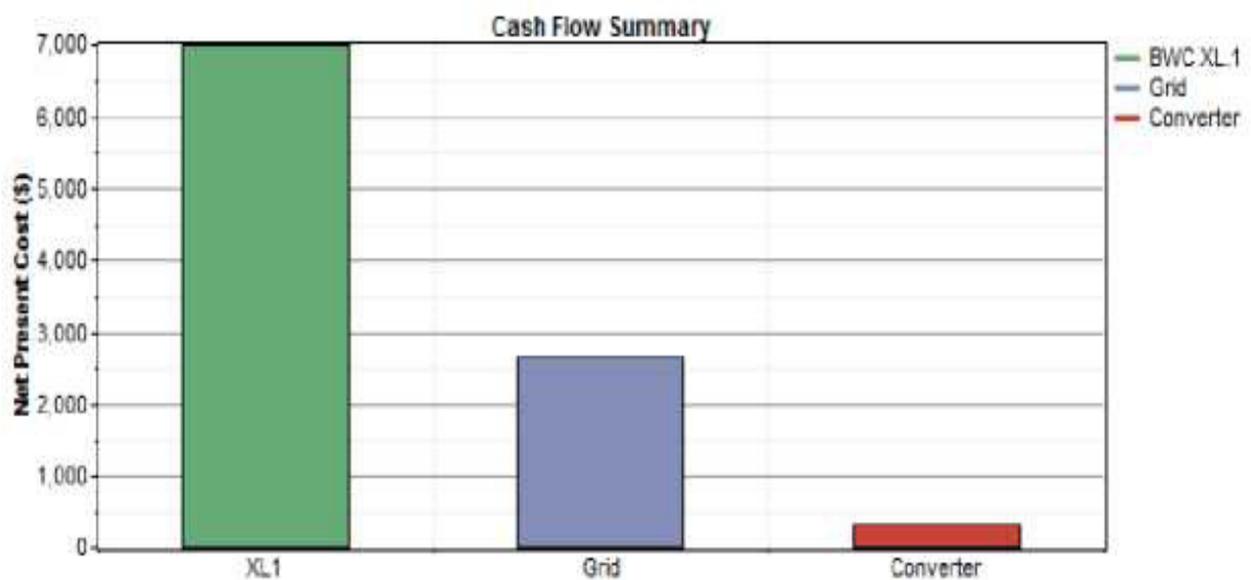


Figure 5: Cash flow summary of wind/grid system.

Since all configurations considered in this study are grid-connected, there must be emission generated by the grid as shown in Table 1. Refer to Table 1, as expected, there were significant amount of reduction in emission when the grid-connected system is hybrid with renewable energy sources compared to grid-only system. Basically the less energy purchased from the grid, the less emission of pollutant is. The reduction of emission for PV/grid system is reduced 86% from the grid-only system. The negative value of emission of PV/wind/grid system occurs due to the amount of electricity purchased from the grid is less than the amount of electricity sold to the grid. HOMER simply calculates the emission by multiplying the net electricity purchases with emission factor.

Pollutant emission	PV/G	Grid only	PV/W/G	W/G
Carbon dioxide, CO ₂	268	1,952	-156	1,526
Carbon monoxide, CO	0	0	0	0
Unburned hydrocarbons, UHC	0	0	0	0
Particulate matter, PM	0	0	0	0
Sulfur dioxide, SO ₂	1.16	8.46	-0.678	6.62
Nitrogen oxides, NO _x	0.568	4.14	-0.332	3.24

Table 1: Emission generated by the grid

Since the capital cost of developing renewable energy sources are very expensive, it is very likely that loan bank is required. It is important to know how long it will take to recover from the investment cost. However, the payback period calculated in HOMER doesn't include the interest rate charged by bank. In this study, with FiT rate is set at \$0.3429/kWh, equal for all configuration. The payback period for PV/grid and PV/wind/grid systems are 9.46 year and 13.5 year, respectively. However, the payback for wind/grid system cannot be calculated because the life cycle cost of the system is higher than the grid-only system.

However, the FiT rate for wind system is still not provided by SEDA. Thus, in this study, the FiT rate for PV/wind/grid system is varied from \$0.3429/kWh to \$0.5481/kWh to propose the suitable FiT for the system to compete with PV/grid system at fix rate \$0.3429/kWh as shown in Figure 6. From the figure, the FiT that produce 9.47 year payback period is \$0.5166/kWh, which is 50% higher than the FiT rate for PV/grid system.

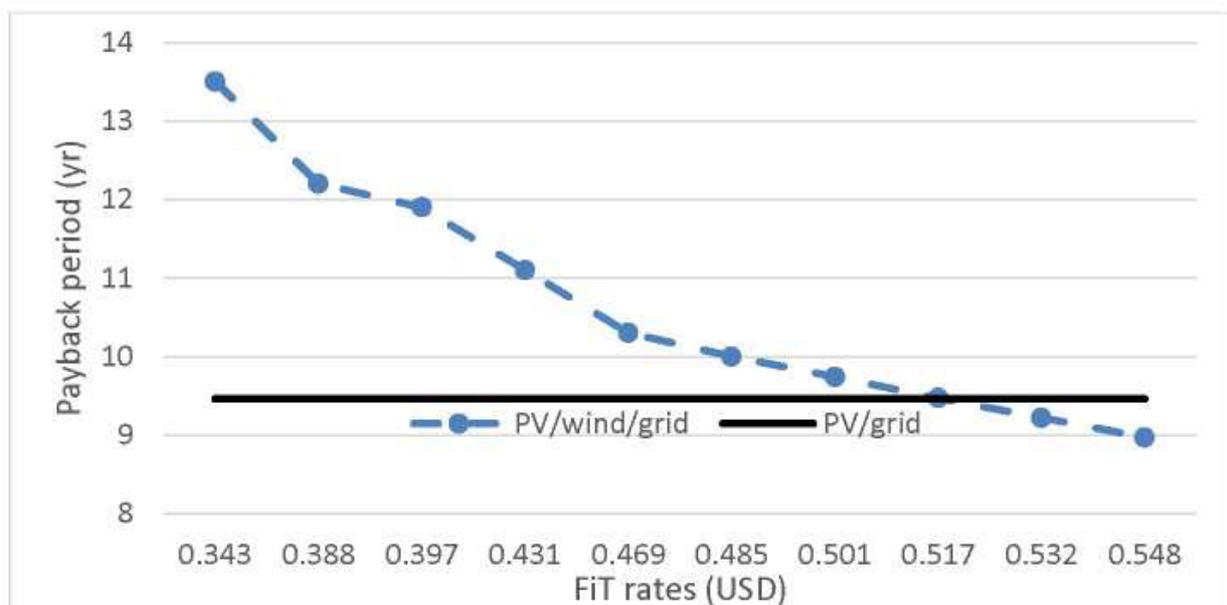


Figure 6: The system to compete with PV/grid system at fix rate

Note that there are a few groups of people depend on the standard of living, which are poor, middle income and rich. The load profile considered in this paper is suitable for poor people with the average of electricity used is approximately 255 kWh/month. The higher the standard of living, the bigger house and more electrical appliance will be. So, the average electricity used varies depend on the standard of living. In this study, four different load demand are considered which are double, triple and four times of 255 kWh/month. Note that, the higher the capacity of electricity purchased from TNB, the higher the price rate. However, the FiT rate for the PV panel above 4 kW up to 12 kW is reduced to \$0.3359/kWh. The payback period and COE for PV/grid system and price rate for grid-only system for four different load demand are plotted in Figure 7.

From the figure, the payback period is reduced for higher load demand. It is due to the higher capacity of PV panels installed depends on the peak load demand. The higher capacity of PV panels, more electricity can be generated and sold to the grid. Therefore, the payback is reduced.

In contrast, as the load demand increase, the COE and the price rate are also increased. The price rate in this figure is referred to price rate provided by TNB for grid-only system. While the COE in the figure is obtained for PV/grid system. Similar to load demand 255 kWh/month as discussed above, the COE for all load demand is lower than the price rate offered by TNB. Although high load demand needs more than 4 kW PV panels with sellback rates has been reduced to \$0.3359/kWh, this rate is still higher than the price rate, thus very useful to generate income among consumers and lower down the COE.

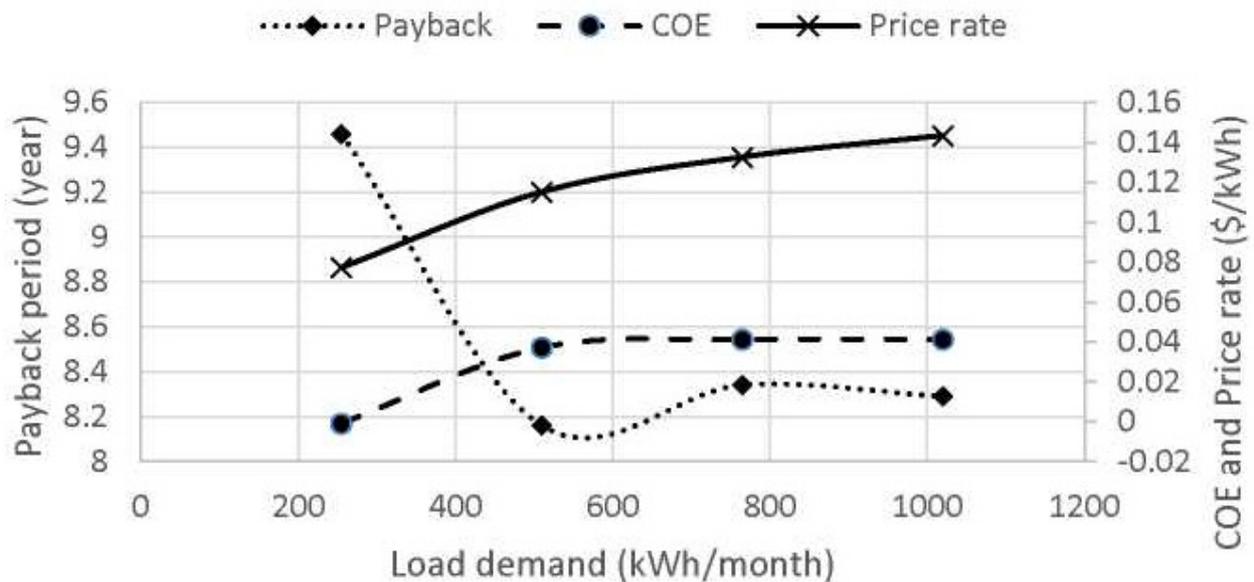


Figure 7 Payback, COE and price rate versus load demand.

Result shows that at the average solar radiation and the lowest FiT rate, the PV/wind/grid system can be the most optimal system at the location with wind speed 1 m/s higher than the average value.

From the sensitivity analysis, we found that all the three parameters affect in choosing the most optimal configuration. As the FiT rate increase, the lower wind speed is needed to make the PV/wind/grid configuration becomes the most optimal system. For the FiT rate \$0.5169/kWh, PV/wind/grid configuration is the best system when wind speed is 3.43 m/s. However, this value is still higher than the average wind speed collected in this study. It is also noted that the wind/grid system can be implemented, which is better than grid-only system, when the FiT rate is increased up to \$0.4299/kWh, at wind speed 4.17m/s and average solar radiation with payback time is 12.2 year.

From this study, there are only two configurations that are promising to be used in the remote areas which are PV/grid and PV/wind/grid systems. These two configurations have COE lower than grid-only system. With the average wind speed and solar radiation, at the FiT rate given by SEDA, the most optimal system is a hybrid PV/grid. This system can generate income for consumer by selling the excess electricity to the grid and at the same time reduce the overall cost of electricity. The payback period for this system is 9.46 year. Furthermore, the payback period is fewer for

higher load demand. The proposed system also generates electricity in a cleaner environment. The finding in this paper hopefully may convince consumer and local bank to invest a high capital cost of the technology, promote FiT scheme provided by government and increase the public awareness in generating electricity from renewable energy sources.

6.3. Rating approach to assess the level of investment risks of power generating companies: a case study of Russia

The study is devoted to assessing the risk of development of capital-intensive investment projects in the electricity sector. The article hypothesized that the modern condition of the branch system of risk management does not allow to objectively and quickly assessing the threat level of investment risks power-generating companies, causing a slowdown in investment activity and innovative development of this sector. This creates a need for improving the quality of evaluating investment risks with the allocation of object-structural component. The original methodological approach allows us to rank the investment risk level of hazard and to assess their impact on the process of making investment decisions. In the research process, mathematical tools used analysis of multidimensional data, which allows to solve the problem of subjectivity in the implementation of the objectives. In practice, the use of the proposed methodological approach allows us to develop a comprehensive program of measures to reduce the specific risks of the development in the financing of capital-intensive investment projects in the power sector.

In modern conditions, characterized by a significant uncertainty, there is a need to develop analytical tools to solve the problem of increasing the accuracy of estimation of investment risks. Practical application of this tool will provide the investor with the necessary information about the risks, including those that are difficult to evaluate. Increase accuracy in risk assessment will allow the investor to rank investment projects tailored to their specific industry. The proposed methodological ap-

proach to improve the objectivity of the evaluation of investment risks has a direct impact on the structure of the investment portfolio and its profitability.

A review of risk management systems in the historical context has shown that risk-management related issues became crucial and widespread in the middle of the 20th century. That period of time saw the first publications devoted to comprehensive studying of risks and issues related to risk assessment and management.

In today's international practice, risk management is regulated by such basic international acts as the integrated risk management framework adopted by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (the COSO-ERM model); the risk management standard of the Federation of European Risk-Management Associations (FERMA, the RMS model); and the standards adopted by the Bank for International Settlements (Basel II).

Management system industry, including investment risks in power generation companies in developing countries is characterized, as a rule, the lack of a unique system of risk management. A study conducted by the analyst firm KPMG revealed a list of the most popular methods for quantitative risk assessment: scenario analysis, the method of Value-at-Risk, stress-testing, Gross Margin-at-Risk, etc. Also a classic method of simulation in the assessment of project risks is considered the Monte Carlo method proposed by D. Hertz in 1964.

A number of analyses showed which issues are most relevant in the control system industry-specific risks in the electricity sector in developing countries to companies in the industry:

- The lack 83% of companies have a documented policy of reducing industry risks.
- The lack of specialized bodies that implement a comprehensive system of risk management.
- Orientation of energy companies in the management of industry risk on the financial result for the period and not joint or carrying value.
- Limited use of hedging as a risk management tool.
- Limited use in predicting professional models, markets, etc.

However, in different stages of development are methodological problems associated with the high level of subjectivity of assessing the level of risk and, in General, the investment attractiveness of companies in the industry. The solution of this problem by increasing the level of objectivity of the assessment lies in the methodological development of the mathematical apparatus that allows you to minimize the importance of expert opinion.

As inputs to the study were reviewed by two groups of investment risks: exogenous and endogenous. The use of the above risk classification is due to the fact that in the process of operation to the power-generating companies is influenced by external and internal factors. Differences in the level of their exposure and the degree of controllability by the company, in turn, cause a differentiated approach to the programming process for managing risks.

Tables 1 and Tables 2 show the group evaluates the risk and performance of its calculation.

Table 1: Investment risks of power generating companies: exogenous risks.

№	Exogenous risk	The index for the calculation of risk
1	The risk of a lack of technological diversification	The index of technological diversification
2	The risk of insecurity in the region of the secondary energy resources	The share of energy generated by own sources of the region
3	The risk of energy efficiency	The share of decentralized systems in total energy consumption

Table 2: Investment risks of power generating companies: endogenous risks.

№	Endogenous risks	The index for the calculation of risk
1	The risk of increasing direct financial losses	Accounts receivable
2	The risk of dependence on imported equipment	The share of foreign equipment in the total amount of technical complex
3	The risk of depreciation of fixed assets	The share of obsolete fixed assets

These exogenous and endogenous risks were selected for study from a larger volume of sample in accordance with the expert opinion on the basis of the survey of the General and financial Directors of head and subsidiaries of Russian energy companies, as well as managers of risk management.

The risk of lack of technological diversification provides for a power generating company in the irrational structure of the fuel balance. This can cause a possible reduction in quality of services, and increases in production costs.

The risk of insecurity in the region secondary resources involves the study of the degree of dependency of the region on resources coming from outside, and therefore, the negative effects caused by lack of own sources.

The increase in the share of decentralized (Autonomous) systems of energy generation reduces the competitive advantages of energy generating companies and exacerbates the risk of reducing the efficiency of operation of such companies.

Analysis of endogenous risks revealed the following characteristics:

Increase the risk of direct financial loss is exacerbated in the situation of uncertainty of financial conditions of activity of a power company. In the field of energy generation risk is the risk that insufficient work experience in a competitive market, difficulties in the implementation of investment programs and low payment discipline of consumers.

Modern technical equipment power generating companies shows a significant increase in the risk of reliance on imported equipment. On the one hand, the consequence of this situation is the increased expenditure on maintenance of equipment, receipt of consulting services in connection with the change of currency rates, etc. on the other hand, no domestic analogues makes it impossible to implement a comprehensive program to mitigate this risk.

High yields of BPA and significant rates of obsolescence indicate a significant increase in the relevance of the risk of wear of BPA power generating company.

The General scheme of the methodological approach to the ranking of investment risks is presented in fig.1.

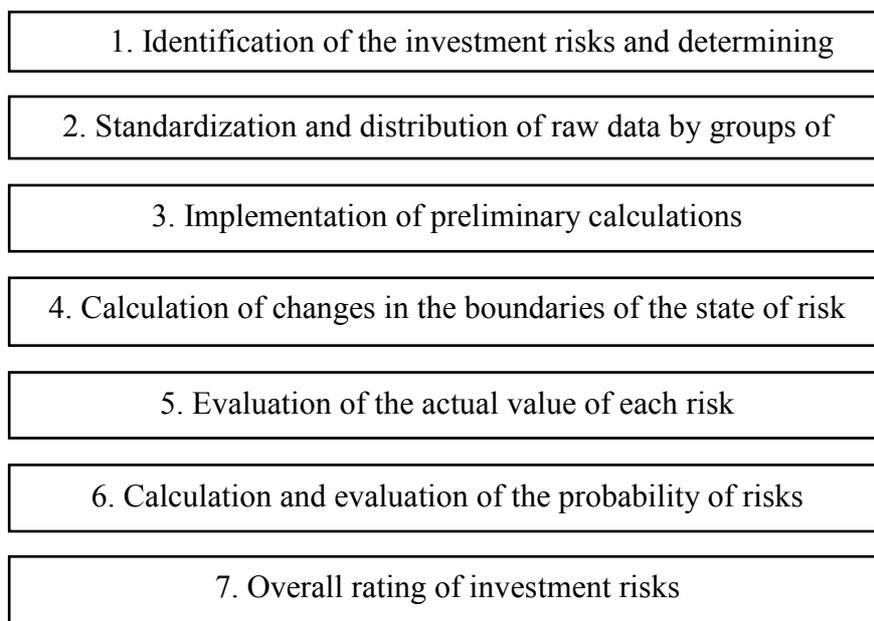


Figure 1: Scheme methods of ranking investment risks power generating companies.

The basis of this approach is the hypothesis that any risk assessment, basically, should be based mainly on the use of objective assessment tools, different from the opinions of experts.

The use of such mathematical instruments, as the Bayesian method, formula, normalization, and statistical data as a source of information in the process of evaluating investment risks allowed the authors to increase the independence of the final results of the study.

The necessity of normalization of the source data at the second stage of the method is associated with the existence of "distances in multidimensional space" and is aimed at bringing to the comparability of the studied indicators of investment risk.

In this study, the standardization of statistical data varies depending on the form of the impact of risk indicators on economic processes: indicators for direct and inverse proportion.

Valuation indicators direct proportion carried out by the eqn (1):

$$X_j^s = \frac{x_j - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}, \quad (1)$$

where x_j – the actual value of the statistic; x_{\min} – the minimum value of the statistic during the analyzed time series; x_{\max} - the maximum value of the statistic during the analyzed time series.

The third stage of the method associated with prior calculations, involves the measurement values of the basic constituent elements, which are used in the calculation of the boundaries of the state change of risk, namely:

- mathematical expectation (M_i) for each risk in each state;
- covariance matrix (S_i);
- the a priori probability of the objects of the class (q_i);
- price erroneous attribution of objects to the class (c_i).

The calculation of the boundaries of the state change of each investment at risk in the General case is carried out according to the eqn (2) based on the Bayesian. According to this method for a set of objects subject to normal distribution, the object with the parameters X should be attributed to the aggregate of the first condition, if:

$$\ln(c_i q_i) - 0.5 \cdot ((X - M_i)^T \cdot S_i^{-1} \cdot (X - M_i) - \ln|S_i|) - (\ln(c_{i+1} q_{i+1}) - 0.5 \cdot ((X - M_{i+1})^T \cdot S_{i+1}^{-1} \cdot (X - M_{i+1}) - \ln|S_{i+1}|)) = 0, \quad (2)$$

where X – vector of variables investigated in the space risks; M_i, M_{i+1} – mathematical expectation; S_i, S_{i+1} – covariance matrix; q_i, q_{i+1} – probabilities of occurrence of objects; c_i, c_{i+1} – prices erroneous classification of objects.

Assessment of the current status of each risk is carried out by comparing its actual value to a specific group status in accordance with the calculated threshold values. The level of identified risk each risk has a major impact in the overall rating of the investment risks. Preliminary ranking of investment risk at this stage of the methodology, primarily associated with the distribution of risk groups assigned States.

The present study deals with four groups of states investment risk: minimal, acceptable, and high catastrophic level of impact risk. Brief description of these States is considered by the authors in several works.

The next step is the calculation of the relative index of each risk according to the eqn (3):

$$Y_j = \frac{x_j^s}{x_j^{up}}, \quad (3)$$

where Y_j – a relative indicator for each risk; x_j^s – actual normalized value of each risk indicator; x_j^{up} – the upper boundary of influence normalized value of the group risk.

The values of probability of investment risks are used as an additional factor in the ranking of risks in the case where the initial criteria coincide. The basis for calculation of the indicator is the statistical study of the dynamics of the metric data. In the proposed method provides for the calculation of the maximum and the minimum of probability of risks.

The maximum likelihood estimate of risk is carried out according to the eqn (4):

$$P_j^{\max} = \frac{e_j^{\max}}{E_j}, \quad (4)$$

where P_j^{\max} – the maximum probability of risk $P_j^{\max} \in [0;1]$; e_j^{\max} – the actual maximum number of adverse changes in the index of risk during the study period; E_j – the total amount of change indicator of risk for the period.

Calculation of minimum risk-based is not the full amount of adverse events, but only part of it, determined in accordance with the adopted horizon cut-off risk. The way the indicator is calculated below in eqn (5):

$$P_j^{\min} = \frac{e_j^{\min}}{E_j}, \quad (5)$$

where P_j^{\min} – the minimum probability of risk $P_j^{\min} \in [0;1]$; e_j^{\min} – adverse changes in the actual amount of risk for the period are determined by the accepted cut-off horizon risk (G_s).

Thus, the presented methodological approach in the final rating of the investment risks according to their degree of risk for energy generating company considers the following criteria in this order:

- Belonging to the group level of influence of risk.
- The value of the relative measure of risk.
- The value of maximum probability of risk.
- The value of the minimum probability of risk.

Consider the actual use case describes a methodological approach to the study of the branch of Russian power generating company JSC “TGC-9”, located in the Sverdlovsk region.

Source of information to estimate the statistics of the Ministry of energy and housing and communal services of Sverdlovsk region on the energy balance of the region for 2003-2014., as well as technological and financial statements of JSC “TGC-9” for 2005-2014. Indicators of endogenous risk for 2003-2004 were calculated based on the historical simulation method due to the fact that JSC “TGC-9” started its activity since January 01, 2005.

The mentioned thesis defines one of the basic principles of the implementation of the methodological approach that is used when the distribution of values of indicators of investment risk for the four groups of States: the increasing level of risk from the increasing importance of defining the indicator.

The results of the calculations showed the following:

- The first place on the level of danger to the power generating companies share the risks that constitute a group of a catastrophic level of risk: energy efficiency, increase the risk of direct financial losses, the risk of dependence on imported equipment and the risk of depreciation of fixed assets;
- The fifth place is the risk belongs to the group of acceptable level of risk: the lack of technological diversification;
- The minimum level of influence demonstrated risk of insecurity in the region secondary energy resources.

As shown by the results of the study to assess the level of investment risk with the use of the ranking approach proposed methodological tools helped to solve the problem of subjectivity when making investment decisions. A distinctive feature of the ranking of investment projects is the application of Bayesian method. The final results showed that the highest risks faced by a potential investor will characterize the efficiency, the dependence on imported equipment. This, in turn, confirms the hypothesis of the advantage of risk assessment using objective assessment tools, different from the opinions of experts.

6.4. Evaluation of energy-related project in remote areas

The research summarizes and systematizes the accumulated methodological approaches for evaluating the effectiveness of energy-related projects for newly developed areas. It gives the rationale for the cost-benefit system, describes peculiarities of objectives and criteria of selection of aggregation levels when substantiating options of establishing power facilities in remote areas. The proposed methodological approaches are illustrated for a wide range of energy projects: from the distributed power facilities to the mega-project of implementation of the energy strategy for newly developed areas of the far North.

The power industry of remote development areas is a specific section of the country's energy policy. There is a strategic link between the energy sector development and the development of new areas. It was the energy that was helping Russia to

expand into new territories for a long time. The key motives were the search for more natural resources and geostrategic organization of its areas. In today's Russia, these processes continue amidst the aftermath of drastic changes in basic social relations and new global challenges. Searching for the national strategy turned into an intense struggle, which involves both internal and external forces. In this context, the strategic long-term development scenarios, including those for the energy development, are determined by the progress and outcome of this struggle.

Power facilities are characterized by increased capital intensity, a relatively long cycle of creation and subsequent operation, strong direct and inverse correlations with the nature of development of the serviced territories and power consumers. Creation of power facilities in remote development areas, which are mainly located in the North, including Far North, enhances the specificity of feasibility thereof and influences the design. In this case, the energy sector plays a dual role. Firstly, it serves as a universal infrastructure for development and operation in the new territories and makes it possible to come to these territories and waters with economic purposes. Secondly, those areas of new development that have power resources can become a site for creation of the energy sector as a branch of specialization for the production, transformation and transmission of energy to the consuming regions.

It is important to look for such relatively cost-effective solutions for the support systems, which would enable to reasonably reduce the energy costs in an adequate, reliable and safe way. This requirement is a major feature of the design and of application of the economic criteria used for substantiation of the development solutions in this area.

Whereas the energy burden on the economy of a developed territory with developed economic complexes is made of total energy costs of value-added chains which creates a mechanism for management and limitation of such costs, the areas of new development has no such restrictions and no any built-in mechanism of cost management and limitation.

Hence, on the one hand, feasibility of cheaper energy infrastructure within the specified constraints is quite evident. On the other hand, time lags of the infrastruc-

ture development can appear longer than expected. It requires the correct configuration of the mechanism for addressing the time factor. It shall be taken into account that during the life cycle of the energy system the directions of its development may change due to appearance of new objectives and infrastructure objects, which means increased uncertainty in development of new areas in the North and requires more reserves.

With that said, it can be stated that the economic criteria does not have the highest priority for the infrastructure of new territories in general, including their energy sector, which increases the role of multi-criteria approaches.

In our view, the following principles of criterial consistency in the hierarchy of the systems shall be reckoned as the most important for making decisions on development of the energy system of the remote areas:

- the economic results of the use of resources invested in the development of the system exceed the bounds of the system;
- it is possible to evaluate the use of these resources only in the context of objectives external to the infrastructure systems;
- resource constraints of the energy systems depend on the resource potential of the country, the region, the economic group which carries out the development and on how such development is distributed between the local systems.

The most active among the resource constraints are upper and lower limits of the capital investments in the projects and the system as a whole. The lower limits are related to the aspects of the energy security and other types of security, whereas the upper limits pertain to the competitiveness of various local systems over the total limit of investments.

Subject to the foregoing, the issues of comparative effectiveness of energy systems, when economic decision-making criterion is manifested indirectly, have their independent value; this criterion is used to streamline the system at the decision-making stage when its production capacity has been already determined based on well-reasoned scope of needs. For example, the need for energy is set using the initial

parameter that is dynamically projected - energy consumption and its structure in terms of energy resources, facilities, and location.

The issue of comparative effectiveness is addressed with the purpose of selecting and ranking project options that meet the restrictions and more preferred criteria. Methodologically, it is important that the comparative effectiveness is considered after forecasting the conditions when the effect of volume indicators defined in the course of time is equivalent to the structure of the consolidated energy needs which in this case can be considered independent of fluctuations in energy costs. Actually, under given conditions of the equivalence of this effect the issue of comparative effectiveness of the use of resources in the infrastructure system is resolved. The idea is to find a rational trajectory and composition of resources to ensure certain conditions of the effect equivalence.

Development issues for large systems are normally long term issues, when it is necessary to consider a long optimization period. This is mainly due both to the capital intensity of the systems under consideration and systematicity as such. The planning horizon reflects the after-effect: forward costs are to be borne to meet the needs of subsequent phases of the system development.

Due to the longtermness, a special role in the behavior of the economic criterion belongs to the time factor, i.e. the need to take into account changes in the relative value of system resources in time. The time factor is taken into account through intertemporal reduction of results and costs.

The methodology for calculation of integrated UNIDO cash flows that is the basis of the entire common practice of investment appraisal involves the same approach to one-time and ongoing costs and their discounting using the same factors. For the tasks described here, this approach seems inadequate, because it reflects only the value of money over time which is not the decisive factor for the tasks of strategic nature. The cost of money should be considered only if the investment market is used for investment in exploration. In this case, private investments may go to the new development regions as an alternative of their application in other regions. Outside of such situation which is still very new for funding new development in this country,

universal discounting at the market rate of interest gives distorted indications since it is practically not linked with the value of the resource potential created in the result of the territorial development.

In the North the importance of adequate development of the energy sector is particularly high due to the harsh climate, territorial remoteness and increased energy intensity of production. However, for the newly developed territories in the North there is a greater variance in building energy schemes, since isolated solutions based on the use of local fuels are possible. Spot and ribbon development options increase the capabilities for the development of decentralized (distributed) power industry.

For areas of the North, the Nether-Polar and the Polar Urals lying at the junction of the constituent entities of the Russian Federation the trans-regional approach is needed which allows to directly compare the energy solutions based on the potential of both Cisuralian and Transuralian entities of the Russian Federation. At the same time, these solutions need to be incorporated in the regional energy strategies, programs and development schemes. Elaboration of such decisions in the regions is becoming more and more in demand in the modern context.

The regional energy strategy should become the basis for organization of integrated regional power industry development management. This means that implementation of the energy strategy is possible subject to further elaboration and approval of regional and interregional target power industry development programs forming pipelines of interrelated and adequately resourced projects in a number of areas. Such areas include:

- preparation of conditions for organization of large-scale energy construction with long-term prospects;
- development of cogeneration;
- development of network infrastructure;
- development of local and small-scale power generation;
- energy saving;
- optimization of the fuel and energy balance of the region.

Availability of approved programs will enable maximum possible application of incentive mechanisms to encourage energy generating and energy consuming entities to invest in energy generation, technological progress and energy control, and ultimately to attract to the regional power industry development the resources of sectors and actors operating both in the region and in the neighboring territories bearing in mind inter-regional importance and effects of large-scale activities in the energy sector. On the basis of the strategies and programs, initiatives are to be selected and the state support is to be provided to the projects in the area of energy supply of the region and its individual parts. Scientific/ engineering and forecasting/ analytical support of such programmers should be based on feasibility reports on energy industry development and on deployment schemes regularly developed by specialized organizations. Based on such schemes systematic design and project development cycles for individual energy facilities shall be arranged. Thereby the contour of integrated management of energy sector development shall be restored and substantially upgraded. Strategic energy management is based on the principles reflecting the operation and development of any regional system within the Interconnected Energy System (IES) of the macro region of the Urals, Siberia, Northwest, and the United Energy System of Russia. Therefore, the regional energy strategy takes as a premise the priority of the operation of the regional power grid in the interconnected and unified power grids. The system methodology applied to the development of the power industry implies that the substantiation for the development of power generation facilities and backbone electrical networks should assume effective operation of large electric power systems, i.e. the decisions on major energy facilities and system interconnections should be assessed relative to the reference system on the interregional level, in this case, Urals IES or Northwest IES. Absolute priority in managing the development of the power industry belongs to the national level. The Unified Power System has the highest systemic status in comparison with other infrastructures and possesses all attributes of a large system. Its reproduction as such is the basis of effective development of all business units and the basis of the national security. However, this does not exclude regional management of the power industry development.

Firstly, in the energy sector there is a technological possibility and feasibility for using small capacity and local (stand-alone) systems. Secondly, the regionalization of the economy has led to concentration of significant development resources on the regional level. And, thirdly, these processes take place against the background of weakening of the country's power industry management as a result of economic reforms. The regions in these circumstances cannot be guaranteed adequate power supply status "from above".

In the North the effective energy sector development is possible through a combination of capabilities of large (systemic) and small-scale (mostly distributed) energy generation. The main prerequisites for this are the focal character of loads and significant demand for heat in the development areas. In both cases, cogeneration of electricity and heat makes economic sense.

The strategic development priorities for distributed energy sector in the new development territories are no less important. Historically, this type of facilities performed the role of pioneer energy industry in the Far North and equivalent territories. In the areas with available natural and associated gas, the basis of the energy sector were gas turbine installations with unit capacity up to 16 MW, in other regions - diesel generators using motor fuel. In the course of the development of new territories the growing power loads were routinely connected to centralized sources, namely the district energy systems.

Currently the segment of distributed power generation is rapidly growing. It is based on energy sources, constructed and operated by consumers. Solutions are becoming more competitive in the situation of accumulated underdevelopment of the large power industry and the growth of the tariff burden on the economics of the consumers, on the one hand, and improvement of technological capabilities of small (distributed) power industry on the other hand. Practically, the most significant overlapping of the opportunities of the large and small power generation today appears to be a set of heat and electricity cogeneration technologies.

The preliminary analysis of the business processes related to the performance evaluation of cogenerating power plants revealed that the following four options out of all above-mentioned ones are the most promising in terms of their efficiency:

- Modernization of cogenerating power plants with the replacement of the worn-out elements, which are mainly used in the areas with high temperatures and pressures.
- Re-equipment of cogenerating power plants while preserving their existing dimensions.
- Expansion of the existing cogenerating power plants through installation of additional cogeneration CCGT units in the new main buildings.
- Construction of new cogenerating power plants based on CCGT units equipped with solid fuel gasifiers.

In general, assessment of economic efficiency requires additional calculations with the use of modern mathematical tools of fuzzy set theory, which allows solving multicriteria problems and eliminates the inconsistency between some indicators when choosing the best variant for development of a cogenerating power plant. This multicriteriality may be considered as a manifestation of uncertainty connected with the conditions of development and future operation of a cogenerating power plant.

To solve this problem, we have developed a general method of multi-criteria analysis, which consists of the following steps:

- identification of admissible alternative among many options (at this stage we select the most preferable development alternatives, which satisfy the conditions of the problem being solved);
- definition of a set of criteria (objectives), which may help to solve the problem;
- determination of the criteria for evaluation of feasible alternatives in exact numerical values, interval (fuzzy) numbers;
- compromise allocation (a set of compromises may be applied only to the options for which the best combination of all criteria cannot be found);
- application of the fuzzy set theory for identification of the non-dominated set of alternatives, which may determine their effectiveness;

- analysis of the calculation results, adoption of decisions.

Comparison of the options, which may be applied to cogenerating power plants, was performed on the basis of the integrated suite of software facilities developed by the author and used for the fuzzy multiple criteria analysis.

The calculations were performed within a predetermined range of possible changes in the weight coefficients taking into account certain groups of criteria. The increment range was 0.25.

The results show of the multi-criteria analysis, performed with the use of mathematical tools of fuzzy set theory; and hierarchical grouping of the alternatives by the degree of their non-domination depending on the weight coefficients.

With a relatively wide range of weight values in different groups of criteria (0.25-0.5), including the case of equal probability of these groups, the most effective was the option, which involved expansion of the cogenerating power plant through addition of a CCGT unit. Compared to other business processes, the same option has the greatest degree of non-domination in terms of energy saving and environmental protection (with the weights of these criteria equal to one). Under the same conditions, the second option is construction of a new cogenerating power plant on the basis of a CCGT unit equipped with a solid fuel gasifier. The analysis shows, that the lower rank of this option may be explained by the following reasons: as for the energy criterion, by significantly smaller volumes of power generation in the initial stage (due to longer construction period); and as for the environmental criterion, by the need in additional alienation of land. With the increase of the economic criterion weight (0.75-1) the equipment modernization becomes the most effective business process, which is also the best investment solution.

The result of multi-criteria analysis shows that the most effective are options 1 and 3. The choice between these alternatives may be made based on the existing strategic and tactical plans adopted by the management entities responsible for the development of the centralized cogeneration system.

The economic and technological development priorities in production of combined heat and power energy in remote areas were assessed with the use of mathe-

mathematical tools of fuzzy set theory. The results of this analysis are as follows: 1) taking into account a short-term perspective, for the centralized cogeneration systems the most preferable will be extension of the residual operation life of the main equipment; but in terms of a long-term perspective, it seems to be more effective to expand the existing plant capacities through construction of additional CCGT units, which will remain competitive under the conditions of seasonal fluctuations in the consumer heat load; 2) for distributed power generation systems re-equipment of the existing boiler stations with additional installation of CCGT units proved to be the most competitive option. Electric capacity of such power plants will cover the annual needs in hot water supply for consumers while the plants will be able to work in economy mode during the non-heating season. It was established that in the remote areas, which possess local fuel resources (waste wood, agricultural wastes, etc.), it is feasible to use high-performance gas-producing cogenerating power plants equipped with internal combustion engines.

6.5. Oil and gas business value management investment mechanism model based on the RAROC methodology

Development of the oil and gas business is inextricably linked to large-scale investment programs. Significant investment flows, long-term projects, as well as the high uncertainty of the external environment of oil and gas businesses bring a high risk investment and therefore becomes urgent methodological tools for risk management development problem. The author's approach to risk management investment allows us to estimate the individual risk level of the investment project on the basis of the rating model, and to evaluate the need for capital to cover potential losses on the basis of the target level of financial stability and long-term strategy of the company. Author's technique RAROC-analysis (Risk-Adjusted Return on Capital) of investment projects allows us to calculate return on investment of the risk and to carry out the selection of projects that contribute most to the creation of value and conduct

screening projects that destroy the company value. The results can be used by management of oil companies, investors and analysts in making financial decisions.

Oil and gas business holds a leading position in the world economy, is the basis of international economic integration and formation of investment potential. Oil and gas projects related to the exploration, production, transportation and oil facilities – refineries, petrochemical plants, pipelines are costly and have a long payback period (more than 10 years). The adequacy of investment from the preparation of the resource base and creation of new facilities to repair and reconstruction of existing facilities, is the basis of normal reproductive processes in the industry. Therefore, there is a problem of making investment decisions. Correct investment decisions will ensure the sustainable development of the business, strengthening the competitive positions and increase business value. An incorrect decision will result in the loss of market share, loss of capital, the destruction of value. The most important element of the mechanism of making investment decisions is the methodological apparatus of the risk assessment, methods of making and minimizing.

In addition to the definition of objects and volumes of investment, the problem of making investment decisions is the reverse side associated with the capital raising and financing in the oil and gas industry. The need to ensure long-term financial flows increases the importance of managing strategic stability oil and gas company, determined by the target credit ratings, the target cost of funding, margin ROIC, EVA and other related indicators. In this regard, the evaluation mechanism and the management of investment risk should be focused on achieving long-term sustainability and contribute to value creation in the long-term.

The cost of business in modern management practices is a key comprehensive indicator of business performance. The EVA concept, developed in the 80-ies of XX century, became widespread in the modern economy and is embedded in the management systems of major corporations around the world. This concept is based the idea of Adam Smith that the investment of capital should be created minimum required rate of return. This required rate of return applies to loan capital and to own. In the General case, EVA is defined as (1):

$$EVA = (ROIC - WACC) \times IC, \quad (1)$$

where EVA - economic value added; WACC - weighted average cost of capital; IC - the amount of capital invested.

A positive value of EVA characterizes the efficient use of capital. The value of EVA is equal to zero, is also an achievement, as investors actually receive a return that compensates them taken risks, the negative value of EVA characterizes the inefficient use of capital.

Driver of value creation is spread efficiency, defined by the difference between ROIC and WACC. This spread is a key indicator of ranking the business units and implemented investment projects for the created value.

At the end of XX century is spreading a risk-based approach to managing the business value. Under this approach, the most popular RAROC – risk-adapted system of assessment and management of business performance through the use of economic capital model. The system allows to assess and compare the economic profitability at the level of the Bank as a whole and at the level of specific transactions and business units, which have different levels of risk. If you use other assessment indicators, such as profitability, ROA/ROE - this is not possible, because the results obtained (e.g. rate of return) do not reflect the amount of risk of a transaction or business unit, which was achieved this result. The RAROC calculation is carried out according to the following formula (2):

$$RAROC = \frac{NI - EL}{ECAP}, \quad (2)$$

where RAROC - risk-adjusted return on capital; NI - net income; EL - expected loss (determined by the amount of regulatory provisions); ECAP - economic capital.

As part of this approach measure the business value is transformed on the basis of profitability, adjusted for the level of risk taken (3):

$$EP = (RAROC - HR) \times ECAP, \quad (3)$$

where EP - economic profit, which characterizes the value added business; HR - hurdle rate, which characterizes the required return on equity, estimated through the model CAPM.

Given the transformation RAROC in economic benefits, it is easy to show which investments create value and which destroy it by comparing the RAROC and HR. If the value exceeds the RAROC hurdle rate, the investment creates value if $RAROC < HR$, the price collapses.

Risk assessment of investment projects and the calculation of RAROC components will be discussed later.

The main parameters that characterize an investment project in order to assess economic capital: PD (probability of default) – the probability of default. Is the main indicator of the level of risk of the project, and reflects the likelihood of default on the investment project. LGD (loss given default) – the level of loss given default is the expected average relative size of the losses of the company upon default of the investment project. This part of the cost of the investment project will be free of charge lost in case of default. The introduction of the measure is justified by the fact that in case of default of the investment project can be implemented fully or partially by way of sale, billing insurance requirements and options and other ways. EAD (exposure at default) – the position at risk. Characterizes the absolute value of the sum of the investment project and determined its full actual or forecasted cost of the investment, operating and other costs. M (maturity) is the effective date. This is the average time during which a stored position on risk. Is determined by the term of the investment phase of the project. Long-term investment phase of the projects will lead to increased risks, the consequence of greater uncertainty results from the implementation. Less long-term investment phase reduces the overall risk of the project.

The evaluation model of PD as part of the calculation of risk capital described earlier. Economic capital is calculated taking into account the probability of default of the investment project. Parameter estimate LGD is carried out in 4 stages.

Preparing data for modeling. Is based on the statistics of implementation of investment projects of the company for a long period of time (not less than 3 years).

Main evaluation parameters can be LGD for each project, published in a default, or RR (recovery rate) – the rate of return that characterizes a fraction of the cost of the project, returning in the form of cash flow after the default.

Classification of investment projects according to the criterion of significance of differences of the value of LGD. The selection of homogeneous groups of investment projects may be selected based on the criteria of scope, objectives, timing, type of effect, deadlines, types of cash flow, the state of the economy and other criteria. The final grouping is done based on the criterion of significance of differences of averages in a sample that can be evaluated on the basis of t-test, F-test, Fisher, Kolmogorov-Smirnov test, U-Mann-Whitney test.

Build the LGD distribution for selected groups. Based on data from statistics LGD are built distribution for each classification group.

The evaluation of the shape of the distribution of LGD and determination of main parameters. At this stage, the evaluation of the shape of the distribution and define the parameters for modelling LGD for each classification group. The evaluation of the shape of the distribution may be carried out using criteria χ^2 , Anderson-Darling, Kolmogorov-Smirnov.

In modeling economic capital model Merton-Vasicek will be used numerical values LGD, however, the calculation of risk capital by simulation LGD can be used as a random variable with the specified parameters defined in claim 4.

Effective term describes a fine on the long-term investment phase. Further correction in risk capital for the project for more than 1 year is carried out according to the formula (4):

$$M = \frac{1 + T - 2.5 \times b(PD)}{1 - 1.5 \times b(PD)}, \quad (4)$$

where M - the effective maturity; T - the risk horizon of the investment project, $b(PD)=0.00852-0.05489*\ln(PD)$.

Parameters shift and tilt for the effective period can be assessed by their own, for different types of investment projects on the basis of statistics. Also, the model can be adjusted to reflect the average duration of the investment project.

Also, as a penalty can be considered a factor of concentration of investment projects of the company, but the issue of simulation of concentration will remain outside the scope of this study.

The general methodology for assessment of long-term sustainability of investment projects based on the calculation of the economic capital of the company is represented by the author in several papers. One component of this approach is to calculate the probability of default of investment projects analyzed by means of logit-model.

Modeling the risks associated with investing, it is based on the equation of logit-model. This method is widely used in theoretical research and practical prediction of defaults. Logit-model implies logistics transformation to the prediction data based on the maximum likelihood method.

The general form logit-model represented in the formula (5):

$$PD = \frac{1}{1 + e^{-z(b_j X_{ij})}} , \quad (5)$$

where PD – the probability of default of the investment project; z – linear combination of the factors of the regression model; X_{ij} – the value of the j indicator for the i investment project; b_j – the regression parameter of the j factor.

The basis for logit models are data describing the financial performance of the investment project. These include financial variables characterizing the model of the cash flows of the investment project, as well as a number of non-financial criteria to evaluate the type of project, its marketing component, the experience of the company and project team in the implementation of similar investment earlier.

The result of using logit-model is the final ranking of investment projects according to their probability of default.

Assume that the investment program of the oil company includes 5 investment projects with the initial parameters, are presented in Table 1.

Cost management business risk involves determining the target level of financial stability, to maximize the value for a given level of risk. This level of financial stability can be defined target long-term credit rating, which the company expects to receive. An important factor in the evaluation and management of risk becomes a value of the company and its development strategy. Each credit rating can deliver a certain level of probability of default, depending on the time horizon. One option corresponds to the rating and probability of default is presented in Table 2.

Table 1: Main parameters of the investment projects.

№	Projects	The total cost, mil. \$	The project implementation period, years	Default probability, %
1	Overhaul of the pumping station	50	0.7	4.5
2	Oil field development	150	2	1,2
3	Construction of an oil warehouse	35	2	8.5
4	Modernization of refining at the oil refinery plant №1	120	4	5.5
5	Reconstruction of petrol station	30	2	5.4

Table 2: The correspondence between the probability of default and credit rating.

Rating	1-Y PD	3-Y PD	5-Y PD
AAA	0.008%	0.03%	0.1%
AA	0.04%	0.16%	0.28%
A	0.16%	0.4%	0.58%
BBB	0.3%	1.4%	3%
BB	1.15%	8.6%	15%
B	5.8%	15.4%	32.6%
CCC or lower	26.57%	45.5%	60%

Probability of default determines the confidence level necessary for calculating the amount of unexpected losses and economic capital of the oil and gas company, which is calculated by the formula (6):

$$\gamma = 1 - PD \quad (6)$$

where γ - confidence, which determines the likelihood of non-bankruptcy; PD - the level of probability of default corresponding to a target credit rating.

On the basis of distributions received LGD estimate is statistically different LGD basic parameters for each type of investment projects. The distribution is shown in Table 3.

Table 3: Estimates of LGD for the main types of investment projects.

Duration of the project / Project type	Overhaul	Modernization of equipment	New construction
Short-time	12%	45%	65%
Long-time	30%	58%	80%

Now, let's evaluate the RAROC for the purposes of making decisions about the implementation of investment projects. Assume the target level of financial stability is defined rated BBB. The calculation of RAROC for each project is presented in table 4.

Allocation RAROC values for each investment project to determine which projects create business value and which destroy it. So to implement suitable projects for overhaul of the pumping station, oil field development, modernization of refining at the oil refinery plant №1. The project on construction of an oil warehouse and reconstruction of petrol station are destroying the value of the business, the implementation of a high-risk and inappropriate. Of course, a number of projects are complex and embedded in the production processes in such situations RAROC assessment can be made on a portfolio of investment projects and the decision will be made regarding the multiple portfolios of investment projects.

Table 4: Assessment of RAROC portfolio of investment projects.

Projects	EL	ECAP	NI	RAROC	HR	RAROCspr
Overhaul of the pumping station	0.27	0.66	0.34	11%	10%	1%
Oil field development	1.44	3.40	1.92	14%	10%	4%
Construction of an oil warehouse	1.93	8.46	2.10	2%	10%	-8%
Modernization of refining at the oil refinery plant №1	3.83	25.82	6.93	12%	10%	2%
Reconstruction of petrol station	0.94	5.95	1.06	2%	10%	-8%

In today's economy, characterized by high risks, maximizing the business value is inextricably linked to risk management. Of particular importance this issue has for the oil and gas business, given the significant economic, technological and market risks.

Model investment management business value proves its efficiency and ease of use, but a number of trends are forward looking and provide opportunities for further development of the model. In particular, it is necessary to develop an approach to the evaluation of the correlation of investment projects with the general state of the economy, which involves the construction of multifactor indicator allowing to identify global trends and their impact on investment activity. Another important issue is to improve the correctness of the model EAD, taking into account the distribution of the cost of the project at the time to default. One promising avenue is to develop a model RAROC segmentation in terms of impact on the value of the business and allocation RAROC on business units and divisions of the lower level. Solving these problems will allow for the maximization of the value of business in conditions of uncertainty and risk.

The application of international risk-requirements for the assessment of investor attractiveness of Russian power generating companies.

The article presents the results of a study on the assessment of the current state of investor attractiveness of Russian power-generating companies, taking into account modern international requirements of the system of risk management. The article hypothesized that the current level of investor attractiveness of the power generating companies should determine the adequacy of coverage requirements for economic capital within existing resources. The proposed methodological approach is a modification of the model of Merton-Vasicek to the assessment of economic capital specific to the Russian energy sector. In practice, the use of the presented methodological approach allows to solve several problems. On the one hand, this increase in the rate of investor decision taking into account the proposed level of risk. On the other hand, optimization of the process of capital management of a power company based its development strategy.

The relevance of the study due to the theoretical and practical significance of the international risk requirements to the evaluation of investment projects in the energy sector. The special role in modern conditions of economic growth and technological hazards acquires development of analytical tools and forecasting techniques of investment risks with the use of the system studies tool. Further, it contributes to the stimulation of growth of evaluation efficiency the power generating companies investor attractiveness.

Conducted by the authors many years of research in this area showed that the assessment of emerging risks should accompany the development of specific mathematical apparatus that takes into account not only current requirements for risk management, but the features of the sector, and this is one of the main objectives of the present article.

The result of the study is the author's methodical approach to assessing the competitiveness of energy companies, which allows you to quickly identify industry risks and to assess their level of risk through the assessment of the value of these threats. The obtained results are of practical importance and are used in developing the strategy of development of power companies.

The desire to create uniform standards in the sphere of risk management began the process of developing international requirements to the system of risk management and implementing its worldwide. Prepared by the Basel Committee on banking supervision (BCBS) recommendations on the risk assessment and management demonstrate the current trends in this sphere. Moreover, there are the basis for improvement of the risk-management mechanisms, both credit institutions and the analogical departments of large industrial holdings.

Recommendations to risk assessment presented in the framework agreement “International convergence of capital measurement and capital standards” (Basel I 1988), and modified in the document Basel II (2004) and Basel III (2010).

The main approaches to assessing investment risks BCBS proposes to introduce:

- Standardized approach.
- The basic approach based on internal ratings (FIRB).

- The advanced approach based on its own valuation models (AIRB).

The standardized approach is based on external credit ratings assigned by international rating agencies.

An improved version of the risk assessment presented in basic and advanced IRB approaches where is used for internal rating of the borrowers. And in the second case, BCBS offers to risk-managers measure the assessment components independently.

In turn, the need for the development and verification of the model under the AIRB stimulates the process of continuous development and improvement in this direction.

International requirements proposed by the BCBS, to the risk-management system are associated with the use of basic risk components:

- PD – probability of default. It characterizes the level of company risks in the implementation of the investment project.
- LGD – loss given default. It is the expected average cost of the company losses in the situation of default of the investment project.
- EAD – exposure at default. It characterizes the absolute value of the investment project sum and is determined by its full actual or forecasted cost of the investment, operating and other expenses.
- M – maturity. This is the average duration of the investment phase of the project.
- ML_i – maximum losses of the i -th risk type.
- EL_i – the mathematical expectation of the i -th risk type losses.
- UL_i – unexpected losses of the i -th risk type.

Proposed in the framework of the research approach to the assessment of investor attractiveness of a power generating company based on the well-known in risk management theory of the economic capital and is the result of modification of a known Merton-Vasicek method.

The economic capital is the amount of funds needed by the enterprise to cover the risks it faces in trying to maintain a certain standard solvency or in the event of

default. In other words, economic capital allows maintaining by power generating companies of the current level of their independence and stability and protection against economic losses as a result of implementation risks. Thus, economic capital determines the cost the company needs to have to provide a specified level of investment attractiveness and long-term sustainability.

A phased process of investor attractiveness assessment is presented in fig.1.

Initially, the study of the company investor attractiveness is preceded by identifying industry risks arising in the course of the project, and describe its parameters. Source statistical data for each of the risk indicators are the basis for the some parameters of risk calculation.

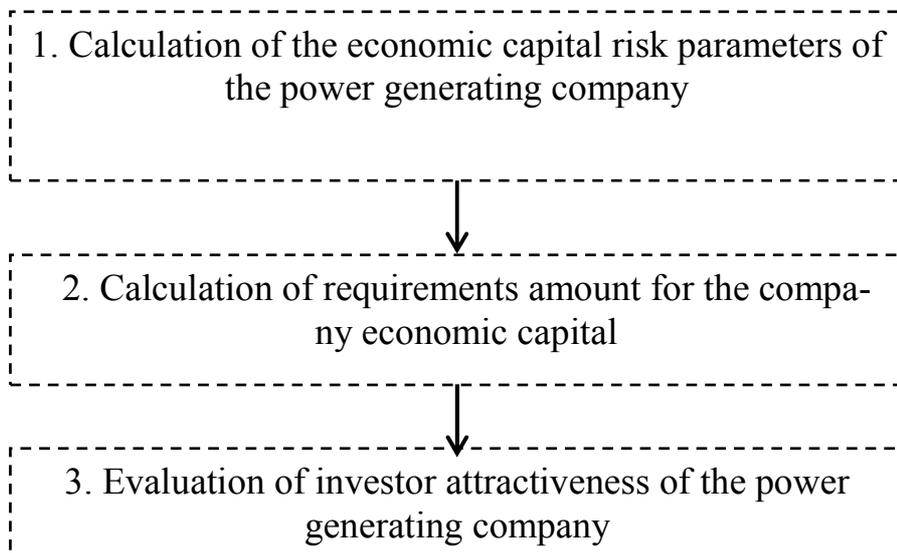


Figure1: Scheme of evaluation of the power generating company investor attractiveness.

In the basic risk components used in the valuation include:

1. Average probability of default (PD);
2. Exposure at default (EAD);
3. Average loss given default (LGD).
4. Maturity (M);
5. Company's confidence level (α);
6. The level of correlation company's condition with the region economy (r).

The average annual probability of default takes into account the totality of all financial and non-financial, including exogenous factors that influence to the project. In this study the probability of default is based on the standard form of a weighted arithmetic average by the eqn (1):

$$PD = \sum_{j=1}^n (P_j^m \cdot \gamma_j^s), \quad (1)$$

where PD – the investment project probability of default; P_j^m – average probability of j-th risk realization; γ_j^s – the j-th risk significance.

Exposure at risk is calculated as the full actual (or forecast) value of the investment project with the rate of return minus the value of highly liquid collaterals.

Assessment of LGD is based on analysis of statistical data for similar investment projects published in the area of default.

The maturity characterizes the effective period during which a stored position on the risk and is determined by the duration of the investment phase of the project. The maturity is performed by the eqn (2):

$$M = \frac{1+T-2.5 \cdot b(PD)}{1-1.5 \cdot b(PD)}, \quad (2)$$

where M – maturity; T –duration of the project investment phase; parameter $b(PD) = (0.00852 - 0.05489 \cdot \ln(PD))^2$ – the investment project probability of default.

Company's confidence level is determined based on the assigned credit rating. The concordance between the expected probability of default (years) and rated are developed by international rating agencies and banking groups based on the statistics data.

The level of correlation company's condition with the region economy status in this study is calculated based on the Pearson correlation coefficient by the eqn (3):

$$r = \frac{\text{cov}(P_{jex}^{av}; P_{jen}^{av})}{\sigma P_{jex}^{av} \cdot \sigma P_{jen}^{av}}, \quad (3)$$

where r – correlation coefficient; $\text{cov}(P_{jex}^{av}; P_{jen}^{av})$ – the covariance value of the variables P_{jex}^{av} и P_{jen}^{av} ; σP_{jex}^{av} – the standard deviation of the variable P_{jex}^{av} ; σP_{jen}^{av} – the standard deviation of the variable P_{jen}^{av} ; P_{jex}^{av} – average probability of j-th exogenous risk realization; P_{jen}^{av} – average probability of j-th endogenous risk realization.

Under the modified approach to the estimation of the power generating companies investor attractiveness the calculation of the initial values of the requirements for economic capital is carried out according to the eqn (4):

$$CaR = EAD \cdot LGD \cdot \left[N \cdot \left(\frac{N^{-1} \cdot (1 - PD) + N^{-1} \cdot (1 - \alpha) \cdot \sqrt{r}}{\sqrt{1 - r}} \right) - PD \right], \quad (4)$$

where CaR – requirements for power generating company economic capital; N – the standard normal distribution; N^{-1} – the inverse of the standard normal distribution.

In case of exceeding the project investment phase duration more than one year it needs the adjustment to CaR on the amount of the risk horizon as shown in the eqn (5):

$$CR = CaR \cdot M, \quad (5)$$

where CR – the requirements for economic capital subject to the penalty for the duration of the project investment phase.

Consider the actual case of use of the modified approach described on the example of Russian power generating company JSC “TGC-9” in the implementation of the investment project “Construction of thermal power plant”.

In the framework of the studies considered two possible scenarios of development of the power generating company investor attractiveness: “optimistic” and “pessimistic”.

The features of each of them, are presented in Table 1, a direct impact on the assessment of the company investor attractiveness. Moreover, it plays an important role in the development of future scenarios for the company's investment policy.

As an example, to the assessment are presented the following exogenous and endogenous risks of the power generating company (Table 2).

There are the results of the evaluation of the realization probability of exogenous and endogenous industry risks on the example of Russian power generating company JSC “TGC-9”.

The calculation of the maximum and minimum probabilities for each industry risks is based on the study of the dynamics of statistical data on their performance using the method of historical simulation. Estimation of the minimum probability also involves the use of scenario analysis when it changes the value of the cut-off risk horizon. The results are shown in Table 2.

Table 1: Scenarios for the development of the power generating company investor attractiveness.

№	Parameter's name	Scenarios	
		“Optimistic”	“Pessimistic”
1	Value of the investment project, bln rub	5	8
2	Investment project duration, years	2	3
3	Investor's income, billion rubles	2.2	3
4	Value of highly liquid collaterals, bln rub	2	1
5	<i>LGD</i> value, %	10	12
6	Cut-off risk horizon (τ_i), %	1	50
7	The level of correlation (r)	0.5587	0.6879
8	Confidence level (credit ranking) (α)	0.9995 («A»)	0.9964 («BBB»)

Table 2: Probability of industry risks realization of JSC “TGC-9”.

№	Risks names	Probability of risks realization				
		Maximum	Minimum		Average	
			G ₁ =1%	G ₂ =50%	G ₁ =1%	G ₂ =50%
Exogenous risks						
1	Risk of a slowdown in the development of the region industry	0.6364	0.1225	0.3130	0.3795	0.4747
2	Risk of reduction of the region investor attractiveness	0.2727	0.0125	0.1478	0.1426	0.2103
3	Risk of currency exchange	0.5455	0.1478	0.3215	0.3467	0.4335
Endogenous risks						
4	Risk of increase of the direct financial losses	0.8182	0.3625	0.5971	0.5904	0.7077
5	Risk of dependence on imported equipment	0.9091	0.2529	0.6799	0.5810	0.7945
6	Risk of wear of BPA	0.6364	0.1419	0.3418	0.3892	0.4891

The final evaluation of investor attractiveness of the power generating company is preceded by a calculation of risk parameters, as well as the required for economic capital.

Table 3 shows the values of risk components and requirements for economic capital of the company for each of the scenarios. The source data for its calculation are presented in Tables 1 and 2.

The results of calculations (Table 4) showed that the final requirements for economic capital of JSC “TGC-9” differ significantly from the proposed scenarios. So the requirements of the “pessimistic” scenario is higher the analogical parameter in 4.4 times.

Table 3: Values of indicators of the investor attractiveness evaluation in accordance with the scenarios.

№	Parameter's name	Scenarios	
		“Optimistic”	“Pessimistic”
1	Probability of default	0.4619	0.5881
2	EAD, bln rub	5.2	10
3	LGD, %	10	12
4	Maturity	2.0014	3.0091
5	Confidence level (credit ranking) (α)	0.9995	0.9964
6	The level of correlation (r)	0.5587	0.6879
7	Requirements for economic capital, bln rub	0.4807	2.1236

The main reason for the resulting differentiation is put in a “pessimistic” scenario the significant deterioration in the terms of the economy functioning as a whole, and the efficiency of the industry. This, ultimately, influenced the rise in the cost of the project, increasing the duration of its implementation, the requirements of investors to risk, etc.

The final decision about the current state of investor attractiveness is based on a comparison made to the company's requirements to cover risk (economic capital) and the actual amount of funds that can be used in the event of a default of the investment project.

Study data the financial statements of JSC “TGC-9” showed that the actual amount of economic capital is 1.8 billion rubles.

Therefore, at this stage of research it is difficult to draw a definitive conclusion regarding the attractiveness of a power company to investors. This is due to the fact that "optimistic" scenarios for the power generating company is absolutely investor attractive: actual amount of the funds exceeds requirements with a factor of safety of 1.3 billion rubles, He, in turn, can be used to cover other latent industry risks.

However, in case of execution of a “pessimistic” scenario, the company recognized investor unattractive: her own funds will not be sufficient to redress with the full default of the investment project.

Thus, for the purpose of increasing the investor attractiveness and receipt of funds for the project power generating company is required to develop an appropriate program. Her activities usually involve two main areas. In the first case, the acquisition of the required level of investor attractiveness is achieved through the attraction of additional funds the amount not less than the deficit of the coating (in the studied case – 0.32 billion rubles).

The competitiveness of power companies in the investment market is largely dependent on compliance with international requirements for the risk management system. The special importance of these requirements to acquire when implementing capital-intensive investment projects that will improve the efficiency and reliability of power generating sources.

The proposed modified approach to the estimation of investor attractiveness of the power generating companies based on the model of Merton-Vasicek, has shown its effectiveness. In particular, the final requirements for economic capital of JSC “TGC-9” is significantly differentiated depending on the scenarios. This, in turn, improves the accuracy of evaluation of its investor attractiveness.

However, in terms of improving methodological apparatus, it should be noted the necessity of considering the correlation of investment projects with the level of development and the trends in the economy.

The RAROC analysis shows that all the projects are cost-effective in terms of the risks taken and lead to an increase in the value of business. Despite this, a combination of low-risk investment projects provide a higher level of profitability, taking into account the risks, even with the lower net income in absolute terms. In the present example, given the low default risk of projects, all RAROC indicators are positive, but an opposite situation is also possible when the projects have a negative RAROC, destroy the value of the business and do not correspond to the interests of shareholders. Also, an important factor is determined by the company risk appetite.

Assuming that in the example above, the risk appetite is limited at the level of \$10 million, the best, in terms of maximizing the business value of the portfolio, will be the project of oil storage building and reconstruction of the network of filling stations.

The key objective of the company's activities, and investing as a necessary part of it, is to increase the value and maximize the shareholders' well-being. Given the essentiality of capital expenditures, it is appropriate to compare the financial effect of the implementation of projects with the magnitude of the risk. Risky projects, in case of substantial deviations from the business plan, can lead to the violation of obligations to investors and lenders and the default of entire business, or its loss in the event of registration of all property as collateral for loans or recourse of recourse to other lines of business. In this connection, mapping of efficiency and the level of risks becomes a priority in taking investment decisions.

As a methodology for the risk-based profitability evaluation, the RAROC method may be used. The author's approach to taking investment risks is based on a measure of profitability, adjusted for risk; RAROC, as the ratio of economic benefits from the project and risks taken, acts as the main indicator of efficiency. The method allows for the selection of a portfolio of investment projects, taking into account the risk appetite and budgetary constraints to maximize the business value.

The methodological approach to selection of an investment projects portfolio proves its effectiveness and ease of use, however, a number of modeling directions are prospective in nature. In particular, it is necessary to develop an approach to evaluating the correlation of investment projects with the general state of the economy that involves the construction of a multifactor indicator, which enables to identify the general economic trends and their impact on investment activity. Also important is the development of methods for the assessment of total capital portfolio of investment projects, elaboration of a research mechanism of the correlation of defaults of individual projects with each other.

6.6. Optimization of financing investments in the power-generation company

Attracting investment in the Russian energy industry is a necessary condition for improving the competitiveness of the energy companies. It is important to create an investment budget financing structure, in which the weighted average cost of funds will be minimal, and the amount of resources drawn from each source to fit the current market trends and financial sustainability criteria power generation company. This paper discusses problems of investment financing optimization of power generation company. Proposed optimization model of investment financing. Calculated parameters for the optimization of the investment program in the example of the Russian power generating company.

Energy is an important infrastructure sector of the economy. The backbone is a part of modern energy generation - the electricity and heat production, on the basis of the existing power generating companies. One of the most pressing problems facing the Russian power generation companies is the problem of attracting investment. This is due to the necessity to make large capital investments to upgrade worn-out assets in power generation.

Depreciation of production capacity in the energy sector by some estimates, is 60 %. Further deterioration is expected obsolescence of generating capacity, and by 2020 the volume of disposed fixed assets in power generation could reach 75%. The solution to this problem requires the use of resources significant investment in the energy generation sector.

Attracting investment resources requires the involvement of several sources. It is important to create a structure of investment budget financing, in which the weighted average cost of funds will be minimal, and the amount of resources drawn from each source, adequate investment needs and criteria of financial sustainability power generation company.

The problem of optimizing the financial structure of the company is considered a fundamental work of leading foreign and domestic scholars, such as Sharp U., Alexander G., Birghem E., Erhard M., Blank I., Lukasiewicz I.. Based on the research

in this area and the specifics of a power generating industry, a optimization model of the investment program financing power generation company.

Suppose power generating company sells i investment projects. These projects are financed from j sources of investment financing power generation company. Each source of funding can be attributed to their own or borrowed funds. We denote this feature with a k .

Investment projects of power generating companies are different size of the budget, the level of risk, cost, and security and liquidity commitments and other factors determining the value of the resources. Therefore, for each i of investment projects financed by the j -th source is possible to determine the value of resources c_{ij} . Each investment project meets a certain level of interest rates on funding sources, in which the realization of the investment project is not economically viable, due to the excess of expenditure over the discounted present value of the project.

When optimizing the financing of investments necessary to consider the impact of the financing structure for the financial sustainability of a power generating company. To this end, the model was introduced factor of financial sustainability, which is an integral measure of financial sustainability Energy Generating Company (1). Evaluation of the model parameters was carried out on the basis of empirical data about the companies of the energy sector in Russia.

$$G = 0,627 \times F1 + 0,796 \times F2 + 0,410 \times F3 + 0,428 \times F4 + 0,316 \times F5 + 0,282 \times F6 \quad (1)$$

where G - an integral index of financial sustainability power generating company, $F1$ - leverage levels, $F2$ - interest coverage ratio, $F3$ - working capital ratio of its own sources of funding, $F4$ - cash ratio, $F5$ - cost-benefit ratio of own funds, $F6$ - return on EBITDA.

It was found that the effect of leverage on the sources of financial sustainability is not linear (Fig. 1). Increasing the proportion of debt in the structure of financing sources to a certain level leads to increased financial sustainability due to the positive effect of financial leverage. However, a further increase in leverage reduces the financial sustainability of a power generating company due to the reduction of autonomy and increase leverage. To account for this dependence in the optimization model

will be introduced by non-linear constraint associated with the dependence of the financial sustainability of the proportion of borrowing.

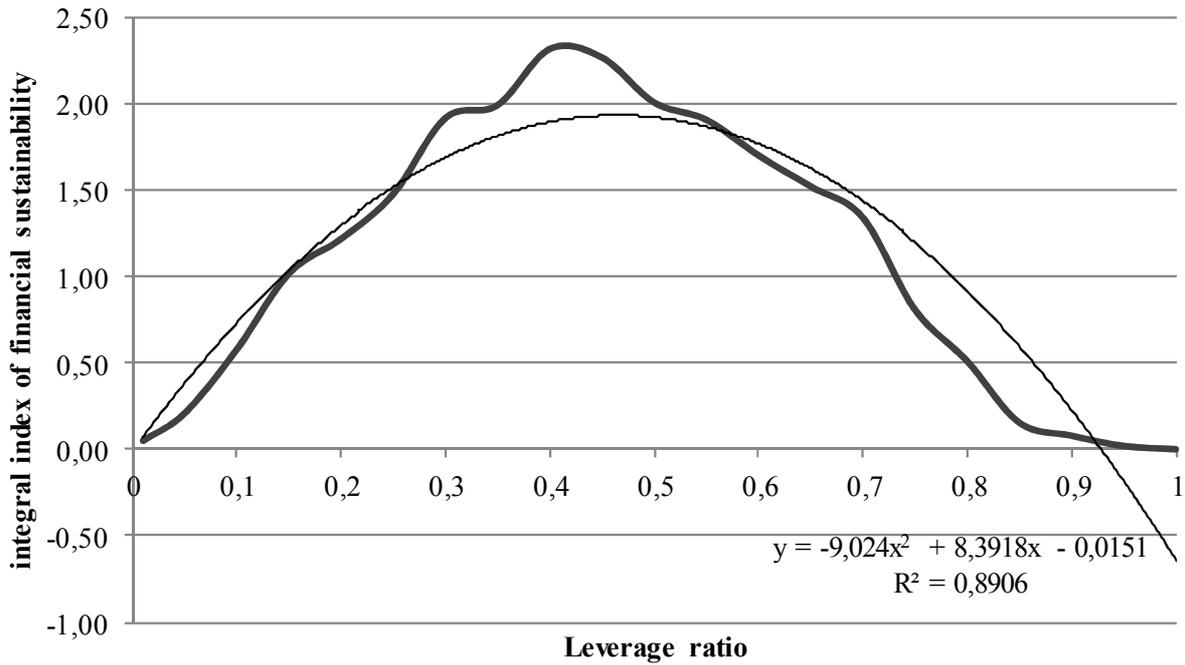


Figure 1: The relationship between the financial sustainability of power generating companies and leverage ratio

Determine the value of x_j as a proportion of funds raised from the j -th source at a given level of interest rates in the total amount of resources involved.

The function minimizes the cost of raised funds to finance the investment program (2):

$$F(w) = \sum_j \sum_k r_{jk} \times x_{jk} \rightarrow \min \quad (2)$$

where r_{jk} - the cost of the resources involved power generating company of the j -th source k -type, x_{jk} - the share of the j -th source of k -type investment program in the budget.

An optimization model will include the following balances and limitations:

1. Restrictions on the cost of financing the investment program (3)

$$\sum_i \sum_j \sum_k c_{ij} \times x_{jk} \leq b_i \quad (3)$$

where b_i - the maximum cost of the resources involved to finance the i -th source, c_{ij} - cost of funds raised from the i -th source of equity financing for the j -th project.

2. Budget balance of the investment program (4)

$$\sum_i x_j = 1 \quad (4)$$

3. Non-linear constraint on the ratio of debt to equity (5)

$$\sum_i \sum_j \sum_k (a_{ij} \times x_{jk} + d_{ij} \times x_{jk}^2 + e_{ij}) \geq G_i \quad (5)$$

where G - an integral index of financial sustainability power generating company, a_{ij} , d_{ij} , e_{ij} - empirical coefficients of the model.

4. Restrictions on the amount of debt (6)

$$S_{i\min} \leq \sum_{i=k} x_i \leq S_{i\max} \quad (6)$$

where $S_{i\min}$ - the lower limit value of debt, $S_{i\max}$ - the upper limit on the amount of borrowed funds.

4. Limits on the amount of the investment project (7)

$$0 \leq x_j \leq 1 \quad (7)$$

Model optimization of the structure of the investment budget power generating company in a formal statement takes the form (8):

$$\left\{ \begin{array}{l} F(w) = \sum_j \sum_k r_{jk} \times x_{jk} \rightarrow \min \\ \sum_i \sum_j \sum_k c_{ij} \times x_{jk} \leq b_i \\ \sum_i \sum_j \sum_k (a_{ij} \times x_{jk} + d_{ij} \times x_{jk}^2 + e_{ij}) \geq G_i \\ S_{i\min} \leq \sum_{i=k} x_i \leq S_{i\max} \\ \sum_i x_j = 1 \\ 0 \leq x_j \leq 1 \\ i = \overline{1, m}, j = \overline{1, n} \end{array} \right. \quad (7)$$

The presented model is a nonlinear optimization problem, since the constraint system contains a non-linear component.

Consider the solution of the problem of optimizing the structure of the investment budget power generation company as an example of regional power generating company TGK-9. The main sources of financing of the investment program generat-

ing company can be divided into its own, borrowed and borrowed funds (Fig. 2). By its own assets include accumulated retained earnings and reserves of the enterprise. The funds raised are financial resources received from the additional issuance of common and preferred shares and government funding. Borrowings - obtained on the terms of payment, maturity, repayment to creditors. These include bank loans, investment loans, project financing funds, leasing, factoring, forfeiting, bonds and securitization.

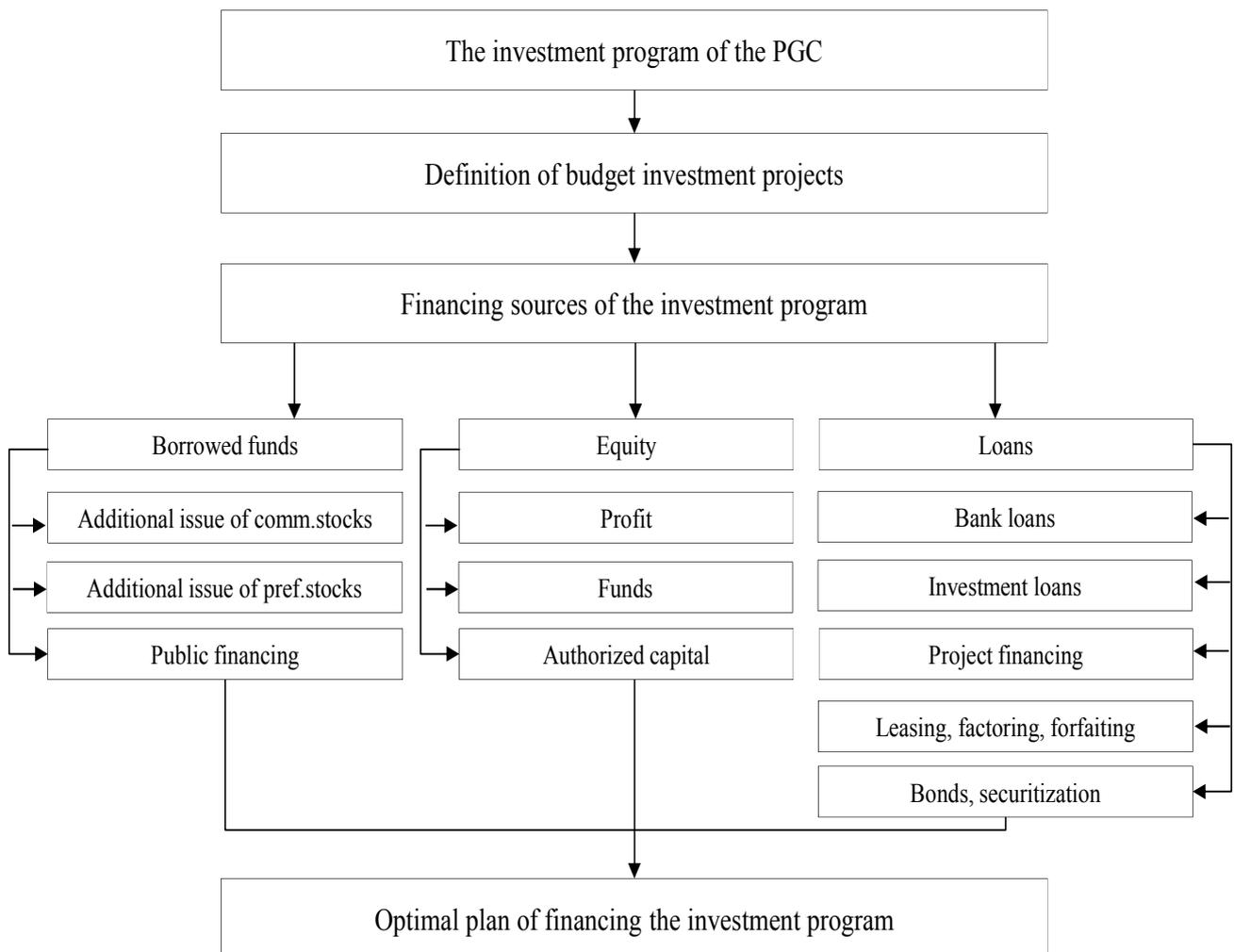


Figure 2. Optimization mechanism of investment financing power generation company

Each source of financing corresponds to the level of value, which is determined by the financial costs. Holders of common and preferred stock dividends are paid - the net profit of the company during the reporting period. On bonds coupon yield, bank loans, investment loans, project finance and leasing - interest payments. The

cost of securitization is also dependent on the coupon rate, as well as organizational and management costs associated with the activities of the SPV.

In determining the optimal structure of funding sources is important to quantify the value of the cost of resources drawn from each funding source. Price of financial resources is one of the key factors shaping the structure of the financing of the investment project. At the same time, no less important factors in determining the structure of funding is management flexibility (flexibility), the degree of risk (risk), expected returns and their variability (income), maintaining control over the business (control) and time of the operation (timing). Factors affecting the cost of the resources involved power generating company to finance the investments listed in the table.

According to the investment program of TGC-9 in the company implemented 11 investment projects. The data about the name of projects, their content and the costs of implementation are presented in Table 1.

Table 1. The investment program of TGC-9

Investment project	Budget, mln.
Reconstruction of Perm HPP-6	7 429
Reconstruction of Perm HPP-9	7 511
Construction of the New-Bereznikovskaya HPP	10 482
Reconstruction Nizhneturinskaya GRES power plant	17 000
Construction Novobogoslovskaya HPP	10 040
Construction of HPP Academic	10 565

Assessment of the level of dividend payments, in order to calculate the cost of financing investments through an additional issue of ordinary shares was carried out on the basis of the level of dividends on common stock main participants of the stock market, owned energy generating sector.

Table 2. The level of dividends major energy companies

Company name	Dividends, %		
	2009	2010	2011
RusHydro	0	0,64	1,01
Inter RAO	0	0,04	0
E.On Russia	0	0	2,54
WGC-2	0	0,32	0,2
Enel WGC-5	0	0	0
Mosenergo	0,4	0,75	1,84
Irkutskenergo	1,1	0,55	0,71

Estimates of the value and volume of financing of the investment program by issuing ruble bonds can be given on the basis of calculating the industry average performance and the value of the coupon bonds outstanding. The raw data used for the calculation are given in the table.

The average coupon rate of 7.96% per annum, while the average yield on bonds with 5-year maturity of more than 8%. The average volume of bonds in circulation is 4,375 mln. Thus, for the financing of the investment program can accommodate commercial paper worth 5 billion rubles. with a yield of 8% per annum.

Evaluation of interest rates on bank and investment lending, leasing was made on the basis of the Bank of Russia and the average indicators of the risk of each project.

Table 3. The coupon rate of the territorial generating companies

Bond issue	Maturity	Coupon	Yield to maturity	Total outstanding, mln
TGC-1-1	11.03.2014	7,6	8,85	4000
TGC-1-2	01.07.2014	6,7	8,19	5000

TGC-1-3	14.12.2021	7,6	7,74	2000
TGC-1-4	14.02.2022	7,6	7,74	2000
TGC-2-1	17.09.2013	9	47,23	5000
TGC-5-1	06.10.2017	8,75	10,15	5000
TGC-6-1	24.08.2017	8,3	9,77	5000
TGC-9-1	07.08.2017	8,1	10,35	7000
Avg.:		7,96	13,75	4375,00

The resulting model parameters to optimize the financing of investment projects from each source are presented in Table 4. In the model, the ability to finance investment projects with an additional issue of shares ($j = 1$), bonds ($j = 2$), bank loans ($j = 3$), investment lending and project financing ($j = 4$) and leasing ($j = 5$).

Table 4. The cost of financing investment projects from various sources

i	j				
	1	2	3	4	5
1	0,010	0,080	0,120	0,100	0,120
2	0,010	0,090	0,125	0,150	0,131
3	0,030	0,095	0,128	0,180	0,140
4	0,020	0,105	0,130	0,122	0,148
5	0,040	0,100	0,131	0,142	0,138
6	0,040	0,101	0,128	0,140	0,140

In assessing the relationship between the empirical parameters integral indicator of financial sustainability and leveraged investment in the budget model was obtained non-linear constraint, presented in Table 5. In this paper have been optimized sources of investment financing for three different values of the coefficient of financial sustainability : not less than 0.58, minimum 1.48, not 2.05 below.

Table 5. Empirical evaluation of the model index of financial sustainability

i	j			G		
	1	2	3	1	2	3
1	-8,207	7,266	-0,004	0,58	1,48	2,05

2	-9,977	7,675	-0,014	0,58	1,48	2,05
3	-9,500	5,457	-0,014	0,58	1,48	2,05
4	-7,253	7,225	-0,010	0,58	1,48	2,05
5	-7,237	4,450	-0,012	0,58	1,48	2,05
6	-7,337	6,732	-0,007	0,58	1,48	2,05

As a result of the optimization problem on the basis of the model (7) and the data in Table 1,4,5 received several optimal financing structures investment, based on the different values of the financial sustainability (Fig. 3, 4, 5).

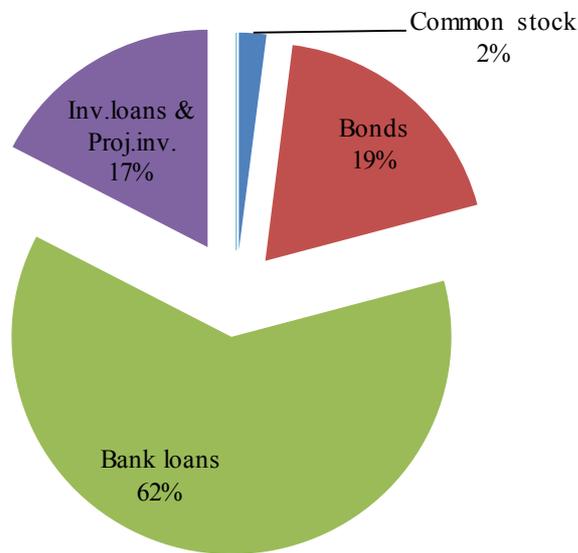


Figure 3. The results of optimization of funding investment program TGK-9 ($G = 0,58$)

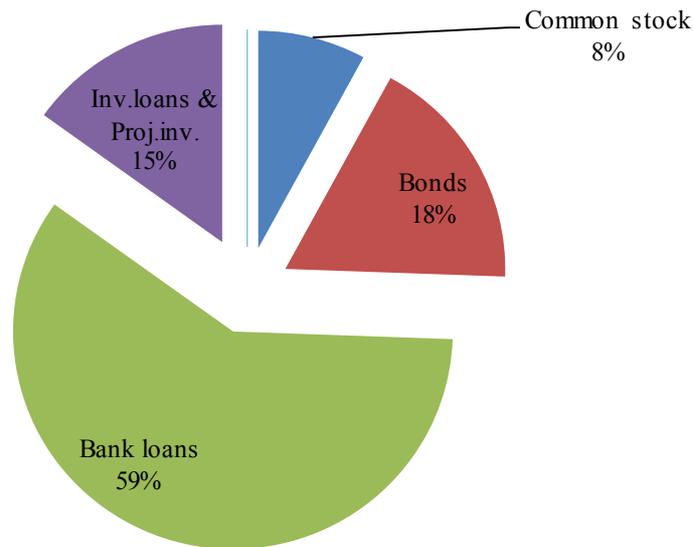


Figure 4. The results of optimization of funding investment program TGK-9 (G = 1,48)

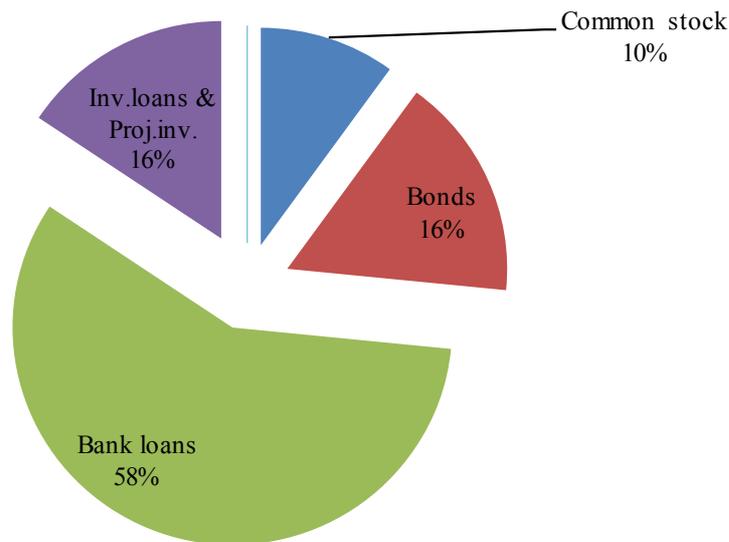


Figure 5. The results of optimization of funding investment program TGK-9 (G = 2,05)

The problem of investment for energy companies is one of the most important. Investments can be financed from internal (stocks, reserves and profit) and external sources (long-term and short-term borrowings, accounts payable). To reduce the costs of maintenance involved resources necessary to achieve the optimal structure of financing investment. These tasks could be performed by non-linear optimization techniques to optimize the structure of investment financing power generation company

with regard to its financial stability. Application of this method allows to achieve a financial structure in which is received the minimum average cost of funding under the given constraints defined by the budget of investment projects and the requirements for financial stability power generation company.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен анализ текущего состояния и выявлены угрозы развитию региональной электроэнергетики на примере Свердловской области.

2. Показаны приоритеты развития региональной электроэнергетики в условиях экономических дисбалансов.

3. Показано, что решение задачи снижения уровня кризисности в региональной электроэнергетике возможно при условиях создания постоянно действующей системы мониторинга ее развития. Определены объекты мониторинга угроз развитию региональной электроэнергетики.

4. Впервые на основе применения методов системного анализа и индикативного подхода разработана комплексная методика диагностики состояния региональной электроэнергетики, а также разработана совокупность индикативных показателей для диагностирования.

5. Разработан методический подход к определению и обоснованию пороговых уровней кризисности для индикативных показателей и их блоков, основанный на идеях кластерного и дискриминантного анализа.

6. Выполнена апробация методики диагностирования состояния региональной электроэнергетики на примере Свердловской, Челябинской, Курганской областей и Пермского края. Результаты применения методики показали ее работоспособность и эффективность. В то же время применение методики позволяет классифицировать различные территории по уровням кризисности, определить для них специфические угрозы, степень их действия, что облегчает задачу разработки направлений и мероприятий по нейтрализации и смягчению негативных последствий от действия угроз развитию региональной электроэнергетики.

7. Представлена диагностическая картина состояния электроэнергетики Урала – Свердловской, Челябинской, Курганской областей и Пермского края.

8. Для преодоления препятствий, обусловленных малым объемом статистических выборок, предложены два методических подхода построения эконометрических моделей, первый из которых предусматривает использование ме-

тодов регрессионного анализа в сочетании с кластер-анализом, а второй основывается на применении специальных методов многомерного статистического анализа.

9. Предложенная методика апробирована при проведении исследований по прогнозированию взаимоувязанной системы энергетических показателей (на примере Свердловской области).

10. Разработан модельно-методический комплекс оценки эффективности развития электрогенерирующих компаний, который позволяет проводить оптимизацию мощностей территориальной генерирующей компании, а также оценку эффективности направлений развития ее тепловых электростанций.

11. Сформирована динамическая оптимизационная объектно-структурная модель территориальной генерирующей компании, позволяющая наметить наиболее рациональные варианты ее развития.

12. Предложено оценивать эффективность проектов технического перевооружения по совокупности двух критериев – экономического и коммерческого.

13. Разработана технологическая схема исследований альтернативных вариантов технического перевооружения электростанций при неопределенности внешних условий и технико-экономических показателей объектов.

14. Исследована чувствительность критериальных оценок к варьированию исходной информации, применение которой позволяет осуществить отбор конкурентоспособных вариантов развития тепловых электростанций и учесть фактор риска.

15. Для иллюстрации разработанных методических положений проведены предварительные исследования эффективности технического перевооружения электростанции на природном газе и угольном топливе. При базовых расчетных условиях выявлена высокая экономическая эффективность технического перевооружения электростанций по сравнению с новым энергетическим строительством.

16. Разработан алгоритм анализа вариантов технического перевооружения электростанций при нечеткой исходной информации. Выполнена оценка принадлежности вариантов технического перевооружения тепловых электростанций множеству недоминируемых вариантов. Даны предложения по ранжировке альтернативных вариантов технического перевооружения электростанций и выбору наиболее эффективного из них.

17. С использованием ППП Microsoft Excel разработан пакет программ, который позволяет выполнять расчеты по определению критериальных оценок интегральных затрат и интегральных эффектов и проводить анализ альтернатив в нечеткой среде для оценки эффективности технического перевооружения электростанций в условиях неопределенности и многокритериальности.

18. На основе предложенного методического подхода и разработанных вычислительных средств разработан механизм многокритериального анализа для наиболее широкого класса задач развития электроэнергетики – задач развития электрогенерирующих источников.

19. Проведено исследование направлений технического перевооружения электрических станций и выявлены их зоны эффективности.

20. Разработан пакет сервисных программ, позволяющий проводить многокритериальный анализ выбора вариантов технического перевооружения в нечеткой среде.

21. Разработана методика оценки эффективности модернизации энергетического оборудования электростанций на базе критериальных показателей - интегральных затрат, интегрального эффекта, срока окупаемости и внутренней нормы доходности с учетом фактора времени.

22. Предложенная схема анализа эффективности модернизации энергетического оборудования электростанций основана на структурировании вариантов модернизации, развитии инвестиционных процессов, а также технологии производства энергии.

23. Сформирован пакет сервисных программ для оценки эффективности модернизации энергетического оборудования электростанций, которая предна-

значается, главным образом, для выполнения предварительных оценок модернизации в рамках программ развития энергетических объектов.

24. Сформулированы концептуальные основы механизма управления развитием региональной электроэнергетики.

25. Предложены антикризисные мероприятия по повышению уровня Развития региональной электроэнергетики, на основе которых изучена эффективность инвестиций в электроэнергетику.

26. Определена эффективность антикризисных мероприятий в региональной электроэнергетике по направлениям работ, а также степень их влияния на снижение уровня кризисности в отрасли региона.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аврух А.Я. Проблемы себестоимости и ценообразования в электроэнергетике / А.Я.Аврух. М.: Энергия, 1997. 464 с.
2. Айвазян С.А. Классификация многомерных наблюдений / С.А. Айвазян, З.И. Бежаева, О.В. Староверов. М.: Статистика, 1974. 240 с.
3. Акулич И.Л. Математическое программирование в примерах и задачах: учеб. пособие для студентов эконом. спец. вузов / И.Л. Акулич. М.: Высшая школа, 1986. 319 с.
4. Анализ зон эффективности альтернативных вариантов технического перевооружения тепловых электростанций. Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления / под ред. А.П. Меренкова. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996. С. 35-54.
5. Анализ инвестиционного потенциала территорий Урала. Препринт / А.И.Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2000. 63 с.
6. Арзамасцев Д.А. Модели оптимизации развития энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. М.: Высшая школа, 1987. 272 с.
7. Арзамасцев Д.А. Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем / Д.А. Арзамасцев. Свердловск: УПИ, 1984. 88 с.
8. Багриновский К.А. Имитационные модели в народнохозяйственном планировании / К.А. Багриновский, Н.Е. Егорова, В.В. Радченко. М.: Экономика, 1980. 289 с.
9. Башмаков И.А. Региональная политика повышения энергетической эффективности: от проблем к решениям / И.А. Башмаков. М.: ЦЭНЭФ, 1996. 189 с.
10. Беклемишев Д.В. Курс аналитической геометрии и линейной алгебры: учебник для вузов. 6-е изд. / Д.В.Беклемишев. М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. 320 с.

11. Беляев Л.С. Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности / Л.С.Беляев. Новосибирск: Наука, 1980. 128 с.
12. Бесчинский А.А. Критерии оптимизации больших систем энергетики / А.А. Бесчинский, В.Н. Лившиц, В.Р.О короков // Энергетика и транспорт. 1985. №6. С. 11-19.
13. Бесчинский А.А. Экономические проблемы электрификации / А.А. Бесчинский, Ю.М. Коган. М.: Энергия, 1986. 432 с.
14. Богатырев Л.Л. Диагностика аварийных состояний электроэнергетических систем / Л.Л. Богатырев. Свердловск: УПИ, 1983. 80 с.
15. Богатырев Л.Л. Оценка влияния энергетических факторов на экономическую безопасность региона / Л.Л. Богатырев, Л.И. Мардер, А.Л. Мызин // Пути и методы вывода региона из кризиса: сб. ст. Екатеринбург, 1996. Ч. 2. С. 62-64.
16. Богатырев Л.Л. Решение энергетических задач в условиях неопределенности / Л.Л. Богатырев. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1995. 116 с.
17. Богатырев Л.Л. Современные методы исследований электроэнергетических систем / Л.Л. Богатырев. Екатеринбург: УПИ, 1991. 103 с.
18. Бромвич М. Анализ экономической эффективности капиталовложений: пер. с англ. / М. Бромвич. М.: ИНФРА-М, 1996. 432 с.
19. Бушуев В.В. Энергетика и безопасность России / В.В.Бушуев // Промышленный вестник России. 1995. № 3. С. 2-3.
20. Бушуев В.В., Энергетика – основа национальной безопасности России / В.В. Бушуев, А.Е. Шейнделин // Энергетическая политика. 1996. № 7. С. 8-10.
21. Вапник В.Н. Теория распознавания образов / В.Н. Вапник, А.Я. Червоненкис. М.: Наука, 1974. 414 с.
22. Веников В.А. Кибернетические модели электрических систем / В.А.Веников, О.А.Суханов. М.: Энергоиздат, 1982. 328 с.
23. Веников В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. М.: Энергоатомиздат, 1990. 352 с.

24. Взаимодействие экономических и энергетических факторов при диагностике безопасности регионов России: препринт / А.И. Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2000. 105 с.
25. Влияние научно-технологических факторов на экономическую безопасность территорий России. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. М.; Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 114 с.
26. Влияние энергетического фактора на экономическую безопасность регионов Российской Федерации / А.И. Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 1998. 288 с.
27. Волькенау И.М. Экономика формирования электроэнергетических систем / И.М. Волькенау, А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачев. М.: Энергия, 1981. 360 с.
28. Воропаева Ю.А. Экономика и менеджмент в энергетике / Ю.А. Воропаева, Т.В. Лисочкина, Т.В. Малинина. СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2000. 30 с.
29. Воропай Н.И. Живучесть электроэнергетических систем: Методические основы и методы исследования / Н.И.Воропай // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1991. №6. С. 52-59.
30. Воропай Н.И. Управление мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай. М.: Энергоатомиздат, 1984. 256 с.
31. Гительман Л.Д. Нельзя принимать решения без учета рисков / Л.Д. Гительман // Эксперт – Урал. Екатеринбург. 2003. №6. С. 24.
32. Гительман Л.Д. Реформы в электроэнергетике. Выбор реалистической политики / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1999. 150 с.
33. Гительман Л.Д. Экономический механизм региональной энергетической политики / Л.Д. Гительман, Б.Е.Ратников. Екатеринбург: УрО РАН, 1997. 105 с.

34. Гительман Л.Д. Энергетические компании: Экономика. Менеджмент. Реформирование: в 2 т. / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. Екатеринбург: Изд-во УрГУ, 2001. Т 1. 376 с.
35. Гительман Л.Д. Энергетические компании: Экономика. Менеджмент. Реформирование: в 2 т. / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. Екатеринбург: Изд-во УрГУ, 2001. Т 2. 426 с.
36. Гительман Л.Д. Эффективная энергокомпания: экономика, менеджмент, реформирование / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. М.: Олимп-Бизнес, 2002. 280 с.
37. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. пособие для вузов / В.Е. Гмурман. Изд. 6-е, стер. М.: Высш. шк., 1998. 479 с.
38. Гончар В.С. Оптимизационные задачи энергетики / В.С.Гончар. СПб.: Изд-во СЗТУ, 2000. 140 с.
39. Данилов Н.И. Энергоснабжение / Н.И. Данилов. Екатеринбург: Энерго-Пресс, 1999. 108 с.
40. Денисов В.И. Техничко-экономические расчеты в энергетике: Методы экономического сравнения вариантов / В.И. Денисов. М.: Энергоатомиздат, 1985. С. 20-50.
41. Денисов В.И. Эффективность функционирования и развития электроэнергетики в условиях рыночной экономики / В.И. Денисов, Ю.Б. Ферапонтова // Электрические станции. 1991. № 12. С. 60-64.
42. Джонсон Дж. Эконометрические методы / Дж. Джонсон. М.: Статистика, 1980. 448 с.
43. Домников А.Ю. Аспекты многокритериального анализа направлений технического перевооружения электрических станций / А.Ю. Домников // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Экономика и управление». 2005. №1(53). С. 26-34.
44. Домников А.Ю. Влияние энергетического фактора на создание угроз экономической безопасности территорий России и Урала / А.Ю. Домников,

А.А. Куклин, П.Е. Мезенцев // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Проблемы развития и функционирования электроэнергетических систем». 2000. №2(10). С. 76-83.

45. Домников А.Ю. Методология оценки эффективности технического перевооружения электрических станций / А.Ю. Домников. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 152 с.

46. Домников А.Ю. Оценка эффективности инвестиционных проектов в энергетике с учетом экономических рисков / А.Ю. Домников // Формы и методы государственного регулирования социально-экономического развития региона: тез. докл. региональной науч.-практ. конф. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. Ч 2. С. 48-52.

47. Домников А.Ю. Перспективы создания автономных источников энергии на базе местных топливных энергетических ресурсов / А.Ю. Домников, А.Ф. Рыжков, В.Е. Силин // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Теплоэнергетика». 2004. №3(33). С. 57-68.

48. Домников А.Ю. Прогнозирование развития региональных электроэнергетических систем в условиях реформирования / А.Ю. Домников. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 128 с.

49. Домников А.Ю. Разработка имитационных агрегированных моделей характеристик энергетических систем / А.Ю. Домников // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Экономика и управление». 2004. № 4 (34). С.35-43.

50. Домников А.Ю. Разработка моделей интеграции электроэнергетических систем региональных уровней / А.Ю. Домников, М.Я. Ходоровский, К.Б. Кожов // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. «Экономика и управление». 2003. № 7 (27). С. 21-28.

51. Домников А.Ю. Разработка оптимизационной модели перспективного развития электроэнергетики региона / А.Ю. Домников, М.Я. Ходоровский, К.Б. Кожов // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. «Экономика и управление». 2004. №10 (40). С. 44-51.

52. Домников А.Ю. Разработка эконометрических моделей прогнозирования показателей энергетики / А.Ю. Домников, М.Я. Ходоровский, К.Б. Кожов // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. Экономика и управление. 2003. № 1 (21). С. 41-47.
53. Домников А.Ю. Управление развитием региональных электроэнергетических систем / А.Ю. Домников. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 300 с.
54. Домников А.Ю. Формирование концепции управления развитием электроэнергетики региона / А.Ю. Домников // Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Экономика и управление». 2005. №6(58). С. 95-103.
55. Дорофеев В.В. Основные направления развития федеральной сетевой компании / В.В. Дорофеев // Энергетик. 2003. №1. С. 25-38.
56. Дрейпнер Н. Прикладной регрессионный анализ / Н.Дрейпнер, Г.Смит. М.: Статистика, 1987. 351 с.
57. Дьяков А.Ф. Единая энергетическая система России и энергетическая безопасность стран СНГ / А.Ф. Дьяков // Энергетик. 1996. № 10. С. 26-39.
58. Дьяков А.Ф. Рынок электрической энергии в России / А.Ф.Дьяков, Б.К.Максимов, В.В.Молодюк. М.: Изд-во МЭИ, 2000. 137 с.
59. Дюк В. Обработка данных на ПК в примерах / В. Дюк. СПб.: Питер, 1997. 240 с.
60. Дюрэн Б. Кластерный анализ / Б. Дюрэн, П. Оделл; под ред. А.Я. Боярского; пер. с англ. Е.З. Демиденко. М.: Статистика, 1977. 178 с.
61. Закон РФ «О безопасности» // Экономика и жизнь. 1994. № 12.
62. Иберла К. Факторный анализ / К. Иберла. М.: Статистика, 1980. 246 с.
63. Иерархия моделей управления развитием электроэнергетики и методы согласования их решений / под ред. Макарова А.А. Иркутск: СЭИ, 1984. 198 с.
64. Имамутдинов И. Сверхкритическая модернизация / И.Имамутдинов // Эксперт. 2005. №20. С.62-66.
65. Имитационное моделирование систем энергетики / Д.А. Арзамасцев [и др.]. Иркутск: СЭИ, 1988. 196 с.

66. Имитационный подход к моделированию развития и размещения генерирующих мощностей / Д.А. Арзамасцев [и др.] // Изв. АН СССР. Сер. «Энергетика и транспорт». 1987. №6. С. 10-18.
67. Инвестиционная безопасность энергетики Урала. Препринт / А.Ю. Домников [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 59 с.
68. Инструктивно-методические указания по взиманию платы за загрязнение окружающей природной среды / Министерство охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ. М., 1993. 256 с.
69. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии / Госплан СССР. М.: Энергия, 1984. 146 с.
70. Исследования систем теплоснабжения / под ред. Л.С. Попырина, В.И. Денисова. М.: Наука, 1989. 216 с.
71. Каганович Б.М. Эффективность энергетических технологий: термодинамика, экономика, прогнозы / Б.М. Каганович, С.П. Филиппов, Е.Г. Анциферов. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. 256 с.
72. Карпов Л.Н. США: Энергетическая стратегия / Л.Н. Карпов. М.: Наука, 1986. 192 с.
73. Кини Р. Принятие решений при многих критериях предпочтения и замещения / Р. Кини, Х. Райфа. М.: Радио и связь, 1981. 560 с.
74. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем / В.Г. Китушин. М.: Высшая школа, 1989. 237 с.
75. Классификация и кластер / под ред. Дж. Вэн Райзина. М.: Мир, 1980. 389 с.
76. Клейнен Дж. Статистические методы в имитационном моделировании / Дж. Клейнен. М.: Статистика, 1978. 336 с.
77. Клюев Ю.Б. К вопросу энергетической безопасности страны / Ю.Б. Клюев // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. «Экономика и управление». 2003. №7. С. 41-48.

78. Ключев Ю.Б. Разработка стратегии экономии затрат в энергосистеме / Ю.Б. Ключев // Вестник УГТУ-УПИ. Сер. «Экономика и управление». 2002. № 2. С. 41-50.

79. Ключев Ю.Б. Экономико-математическое моделирование производственных систем энергетики / Ю.Б. Ключев, А.Н. Лавров, В.Р. Окороков. М.: Высшая школа, 1992. 430 с.

80. Ключев Ю.Б. Экономия затрат в энергосистеме / Ю.Б. Ключев, В.Н. Родин, В.С. Белоусов. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2000. 360 с.

81. Комплексная методика диагностики научно-технологической безопасности регионов России. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. М.; Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 77 с.

82. Комплексная методика диагностики экономической безопасности территориальных образований Российской Федерации. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. М.; Екатеринбург: УрО РАН, 1998. 121 с.

83. Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике / Ю.Б. Гук [и др.]. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 421 с.

84. Концепция энергосберегающей политики Свердловской области на переходный период / Л.Д. Гительман [и др.]. Екатеринбург: Урал-ЭСОН, 1993. 236 с.

85. Криворуцкий Л.Д. Имитационная система для исследований развития топливно-энергетического комплекса / Л.Д. Криворуцкий. Новосибирск: Наука, 1985. 125 с.

86. Криворуцкий Л.Д. Информационная технология исследования развития энергетики / Л.Д. Криворуцкий, Л.В. Массель. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1995. 160 с.

87. Кудрин Б.И. Энергетическая стратегия России – глазами потребителя / Б.И. Кудрин // Материалы Всерос. науч.-практ. конф. «Электроснабжение промышленных предприятий в современных условиях». СПб.: РНТОЭ, 2000. С.21-33.

88. Кустовой Г.П. Концепция структурной реформы в электроэнергетике – конкурентный рынок России / Г.П. Кустовой // Вестник ФЭК России. 1997. Ноябрь. С. 53-58.
89. Лебедев Б.П. Прогнозы развития энергетики США / Б.П. Лебедев // Энергохозяйство за рубежом. 1992. № 3. С. 29-31.
90. Леонтьев В.В. Экономические эссе. Теории, исследование, факты и политика / В.В. Леонтьев. М.: Изд-во полит. лит., 1990. 416 с.
91. Лисочкин В.А. Теория и практика прогностики / В.А. Лисочкин. М.: Наука, 1972. 224 с.
92. Лобов О.И. Проблемы энергетической безопасности России и их взаимосвязь с энергетической безопасностью Европы / О.И. Лобов // Энергия. 1996. №1. С. 8–15.
93. Лобов О.И. Энергетическая безопасность России во взаимосвязи с проблемами энергетической безопасности других стран СНГ / О.И. Лобов // Энергетическая безопасность содружества независимых государств: материалы Международного консультативного совещания, Москва, 13 мая 1996. М., 1996. С. 7 – 18.
94. Логинов А. Энергетическая безопасность России / А. Логинов // Экономика и жизнь. 1994. № 51 (декабрь). С. 19.
95. Лопатников Л.Н. Краткий экономико-математический словарь / Л.Н. Лопатников. М.: Наука, 1979. 359 с.
96. Львов Д.С. Экономика развития / Д.С. Львов. М.: Экзамен, 2002. 512 с.
97. Макаров А.А. Новый этап развития энергетики СССР / А.А.Макаров // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1988. №4. С. 17-27.
98. Макаров А.А. Топливо-энергетический комплекс: Методы исследования оптимальных направлений развития / А.А. Макаров, А.Г. Вигдорчик. М.: Наука, 1979. 279 с.
99. Макаров А.А. Энергетика как движущая сила экономики / А.А. Макаров, Д.В. Шапот // Изв. РАН. Энергетика. 1995. № 3. С. 24-31.

100. Макаров А.А. Энергетическая стратегия и атомная энергетика России / А.А. Макаров // Энергия. 1996. № 8. С. 2-9.
101. Мардер Л.И. Методический подход к оценке и распределению интеграционных эффектов в электроэнергетических системах / Л.И. Мардер, А.Л. Мызин, К.Б. Кожов // Электрические станции. 1998. № 4. С.32-37.
102. Мардер Л.И. Методы оценки и распределения интеграционных эффектов в электроэнергетических системах / Л.И. Мардер, А.Л. Мызин, К.Б. Кожов // Новая региональная энергетическая политика. Сыктывкар: Коми научный центр РАН, 1997. 220 с.
103. Мардер Л.И. Проблемы и направления развития энергетики Урала / Л.И. Мардер, Ю.Н. Вершинин // Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления. Новосибирск: Наука. Сиб. отделение 1996. С. 188-192.
104. Мардер Л.И. Регрессионные и авторегрессионные модели прогнозирования показателей развития электроэнергетических систем / Л.И. Мардер, А.Л. Мызин // Электричество. 1975. №2. С. 14-18.
105. Медведев А.Г. Экономическое обоснование предпринимательского проекта / А.Г. Медведев // Международная экономика и международные отношения. 1992. № 6. С. 34-39.
106. Мезенцев П.Е. Методика многокритериального анализа вариантов развития электроэнергетики в нечеткой среде / П.Е.Мезенцев // Вестник УГТУ. 1995. №4. С. 29-34.
107. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л.А. Мелентьев. М.: Высшая школа, 1982. 320 с.
108. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике / Л.А. Мелентьев. М.: Наука, 1983. 445 с.
109. Месарович М. Основания общей теории систем / М. Месарович // Общая теория систем : пер. с англ. М.: Мир, 1966. С. 15-48.
110. Месарович М. Теория иерархических многоуровневых систем / М. Месарович, Д. Мано, И. Танахара. М.: Мир, 1973. 344 с.

111. Методика диагностики инвестиционной безопасности региона. Препринт / А.Ю. Домников [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2000. 79 с.

112. Методические положения оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов при техническом перевооружении КЭС / под ред. Л.И. Мардера. Екатеринбург: ИТФ УрО РАН, 1994. 78 с.

113. Методические положения по определению экономической эффективности капитальных вложений на реконструкцию и расширение предприятий / М.А. Сергеев [и др.]. Свердловск: Ин-т экономики УНЦ АН СССР. 1975. 75 с.

114. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: [Вторая редакция] / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: В.В. Косов, В.Н. Лифшиц, А.Г. Шахназаров. М.: Экономика, 2000. 421 с.

115. Методическое пособие по формированию и реализации региональной инвестиционной политики и программы / Международный инвестиционный союз; Компания «Эрнст и Янг Внешконсалт групп»; АО «Системинвест»; Компания «Инкорус». М., 1996. 248 с.

116. Методы анализа и прогнозирования показателей производственно-хозяйственной деятельности энергетического объединения / под ред. П.М. Шевкоплясова. СПб.: Энергоатомиздат. С.-Петербургское отд-ние, 1994. 144 с.

117. Методы исследования и управления системами энергетики / Л.С. Беляев [и др.]. Новосибирск: Наука, 1987. 178 с.

118. Методы системного анализа эффективности технического перевооружения тепловых электростанций / Л.И. Мардер [и др.] // Электрические станции. 1997. № 11. С. 16-22.

119. Моделирование внутренних и внешних связей отраслевых систем / под ред. А.М. Алексеева, З.Р. Цимдина. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1978. 182 с.

120. Можаяева С.В. Рынок электрической энергии / С.В. Можаяева // Некоторые проблемы экономической действительности начала нового тысячелетия: сб. науч. ст. СПб.: СЗТУ, 2001. Вып. 2. С. 173-175.
121. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства: учеб. пособие. 3-е изд., доп. и перераб. / С.В. Можаяева. СПб.: Лань, 2003. 208 с.
122. Моисеев Н.Н. Математические задачи системного анализа / Н.Н. Моисеев. М.: Наука, 1981. 488 с.
123. Мониторинг и индикативный анализ энергетической безопасности / Н.И. Воропай [и др.] // Энергетическая политика. 1996. Вып. 2. С. 15 – 16.
124. Мониторинг инвестиционной безопасности региона. Препринт/ А.Ю. Домников [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2000. 52 с.
125. Мызин А.Л. Моделирование состояния и прогнозирования развития региональных экономических и энергетических систем / А.Л. Мызин, Л.Л. Богатырев. М.: Экономика, 2004. 247 с.
126. Научно-технологическая безопасность регионов России: методологические подходы и результаты диагностирования / А.И. Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2000. 416 с.
127. Некоторые проблемы энергетической безопасности России и ее регионов / Н.И. Воропай [и др.] // Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления. Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1996. С. 23 – 35.
128. Некрасов А.С. Проблемы и перспективы российской энергетики на пороге XXI в. / А.С. Некрасов // Проблемы прогнозирования. №1. 2001. С. 26-34.
129. Нечаев В.В. О ресурсе энергетических объектов / В.В. Нечаев // Электрические станции. 2002. № 6. С. 10-17.
130. Новая энергетическая политика России. / М.: Энергоатомиздат, 1995. 512 с.

131. Об основных положениях структурной реформы в сферах естественной монополии: Указ президента РФ от 16.04.97 г. № 426 // Российская газета. 1997. № 88. 7 мая.

132. О государственной стратегии экономической безопасности РФ (основные положения): Указ Президента РФ от 29.04.96 г. № 608 // Собрание законодательства РФ. 1996. № 18. С. 2117.

133. О сущности и основных проблемах энергетической безопасности России / Н.И. Воропай [и др.] // Изв. РАН. Энергетика. 1996. № 3. С. 38 – 49.

134. Об энергетической безопасности государства (характеристика проблем и методические основы исследования) / Н.И. Воропай [и др.] // Энергетика и электрификация. 1995. № 3. С. 49 – 51.

135. Огороков В.Р. Управление электроэнергетическими системами. Техничко-экономические принципы и методы /В.Р. Огороков. Л.: ЛГУ, 1976. 258 с.

136. Орловский С.А. Проблемы принятия решений при нечеткой исходной информации / С.А. Орловский. М.: Наука, 1981. 208 с.

137. Основные направления реформирования электроэнергетики РФ // Промышленная энергетика. 2002. № 1. С. 2-7.

138. Основы экономической безопасности (государство, регион, предприятие, личность) / под ред. Е.А. Олейникова. М.: Бизнес-школа: Интел-синтез, 1997. 288 с.

139. Оценка экономической эффективности модернизации энергетического оборудования / А.Ю. Домников [и др.] // Электрические станции. 2003. №12. С. 16-23.

140. Падалко Л.П. Критерии и методы оптимального управления электроэнергетической системой / Л.П. Падалко. Минск: Наука и техника, 1979. 360 с.

141. Падалко Л.П. Экономика и управление в энергетике / Л.П. Падалко. М.: Высшая школа, 1987. 256 с.

142. Падалко Л.П. Экономика электроэнергетических систем / Л.П. Падалко, Г.Б. Пекелис. Минск: Высшая школа, 1985. 345 с.
143. Патрик Э. Основы распознавания образов / Э. Патрик. М.: Сов. радио, 1980. 408 с.
144. Перегудов Ф.И. Введение в системный анализ / Ф.И. Перегудов, Ф.П.Тарасенко. М.: Высшая школа, 1989. 368 с.
145. Попырин Л.С. Исследование энергетических объектов при неполной информации / Л.С. Попырин // Методы технико-экономических исследований энергетических установок в условиях неполноты информации. М.: ЭНИНа, 1987. С. 5-21.
146. Проблемы надежного топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях критических ситуаций / Н.И. Воропай [и др.] // Известия АН. Энергетика. 1994. № 4. С. 9 – 18.
147. Проект доктрины энергетической безопасности РФ // Энергетическая политика. 1996. № 2. С. 2 – 7.
148. Разработка информационной системы диагностики экономической и энергетической безопасности. Ч. 2. Структура базовых блоков информационной системы и их апробация / А.А. Куклин [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 39 с.
149. Разработка методов технико-экономического анализа условий и эффективности технического перевооружения электростанций / под ред. Л.И. Мардера. Екатеринбург: ИТФ УрО РАН, 1993. 235 с.
150. Разработки, исследования и внедрение методов повышения эффективности и надежности теплообменных аппаратов турбоустановок на ТЭС Свердловэнерго / Ю.М. Бродов [и др.] // Электрические станции. 1997. № 5. С. 47-51.
151. Раппопорт А.Н. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми проектами): в 3 кн. / А.Н. Раппопорт. М.: ЦНПИ. 1999.

152. Распоряжение Правительства № 1254-р от 01.09.2003 // Российская газета. 2003. 3 сентября.
153. Ресурсное обеспечение энергетики территорий России и Урала. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. М.; Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 57 с.
154. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем / М.Н. Розанов. М.: Энергоатомиздат, 1984. 2000 с.
155. Роль топливно-энергетического комплекса в формировании межрегиональных интеграционных связей Уральского региона // Содружество независимых государств: проблемы интеграции: тез. региональной науч-практ. конф. с международным участием. Екатеринбург: Изд-во УГЛТА, 1997. С. 38.
156. Руденко Ю.Н. Межотраслевые проблемы энергетики в исследованиях: теория, методы, приложения / Ю.Н. Руденко // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1986. №2. С. 3-16.
157. Руденко Ю.Н. Надежность систем энергетики / Ю.Н. Руденко, И.А. Ушаков. М.: Наука, 1986. 256 с.
158. Салливан Р. Проектирование развития электроэнергетических систем: пер. с англ. / Р. Салливан. М.: Энергоатомиздат, 1982. 360 с.
159. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. для вузов / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. М.: Высш. шк., 2001. 416 с.
160. Семериков А.С. Руководство реформированием электросетевой компании / А.С. Семериков. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2003. 196 с.
161. Серебрянников В.В. Социальная безопасность как исследовательская проблема / В.В. Серебрянников, Р.Г. Яновский // Вестник РАН. 1996. Т. 66, № 4. С. 291 – 296.
162. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев [и др.]. Новосибирск: Наука, 1980. 240 с.
163. Ситуационное состояние энергетической безопасности регионов России и пути ее обеспечения на современном этапе / А.Ю. Домников [и др.] //

Вестник УГТУ-УПИ. Серия «Проблемы развития и функционирования электроэнергетических систем». 2000. №2(10). С. 14-21.

164. Скалкин Ф.В. Энергетика и окружающая среда / Ф.В. Скалкин, А.А. Канаев, И.З. Кропп. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1981. 280 с.

165. Соловьев Л. С. Инновации в энергетике / Л.С. Соловьев // Эксперт Урал. 2004. № 20. С. 18.

166. Социально–экономические последствия реформирования экономики России. Препринт / А.И. Татаркин [и др.]. М.; Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 1999. 146 с.

167. Справочник по общим методам анализа и синтеза надежности систем энергетики / под ред. Ю.Н. Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1994. Т.1. 473 с.

168. Схема развития и размещения производительных сил Свердловской области на период до 2015 года / Министерство экономики и труда Свердловской области. Екатеринбург, 2002. 61 с.

169. Сценарий развития электроэнергетики России и оценка необходимых инвестиций / под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ, 1994. 186 с.

170. Топливо-энергетический комплекс России: вчера, сегодня, завтра / Минтопэнерго РФ. М., 1996. 35 с.

171. Топливо-энергетический комплекс России: ключевые проблемы и перспективы развития. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1995. Разд. 2: Современное состояние и потенциальные возможности развития отраслей ТЭК. 98 с.

172. Указ Президента Российской Федерации «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественной монополии» № 426 от 1997 г. // Российская газета. 1997. № 88 (7 мая).

173. Указ Президента Российской Федерации «Основные направления энергетической политики Российской Федерации за до 2010 г.» № 472 от 07.05.95 // Российская газета. 1995. № 93 (16 мая).

174. Управление электроэнергетикой в условиях рыночной экономики / Л.Д. Гительман [и др.]. Свердловск: Изд-во УрГУ, 1990. 176 с.

175. Факторный, дискриминантный и кластерный анализ / под ред. И.С. Енюкова. М.: Финансы и статистика, 1989. 215 с.
176. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ «Об электроэнергетике» // Российская газета. 1997. № 45 (28 марта).
177. Федоренко Н.П. Математика и кибернетика в экономике: словарь-справочник / Н.П. Федоренко. М.: Экономика, 1971. 224 с.
178. Фомина В.Н. Экономика энергетических компаний: учеб. пособие / В.Н. Фомина. М.: Изд-во ГУУ, 1998. 146 с.
179. Харман Г. Современный факторный анализ: пер. с англ. / Г. Харман. М.: Статистика, 1972. 487 с.
180. Холмский Д.В. Критерии экономической эффективности в энергетике / Д.В. Холмский. Киев: Знание УССР, 1986. 20 с.
181. Хрилев Л.С. Теплофикационные системы / Л.С. Хрилев. М.: Энергоатомиздат, 1988. 272 с.
182. Четыркин Е.М. Статистические методы прогнозирования / Е.М. Четыркин. М.: Статистика, 1975. 184 с.
183. Шапот Д.В. Методы исследования взаимосвязей экономики и энергетики / Д.В. Шапот, В.З. Беленький, А.М. Лукацкий // Изв. РАН. Энергетика. 1995. № 6. С. 13-23.
184. Шафраник Ю.К. Энергетическая безопасность России и СНГ / Ю.К. Шафраник // Энергетическая безопасность содружества независимых государств: материалы Международного консультативного совещ., Москва, 13 мая 1996 г. М., 1996. С. 27–41.
185. Шевкоплясов П.М. Анализ рынка энергии региональной компании: учебно-методическое пособие / П.М. Шевкоплясов. СПб.: Сев.-Зап. филиал АО «ГВЦ Энергетики», 1998. 60 с.
186. Шеннон Р.С. Имитационное моделирование систем – искусство и наука / Р.С. Шеннон. М.: Мир, 1978. 418 с.
187. Экологические проблемы энергетики / под ред. А.А. Папина. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1989. 322 с.

188. Экономическая безопасность региона: единство теории, методологии исследования и практики / А.И. Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 1997. 240 с.
189. Экономическая безопасность регионов России в 1998 году. Препринт /А.И. Татаркин [и др.]. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2000. 54 с.
190. Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления / под ред. А.П. Меренкова. Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1996. 359 с.
191. Энергетическая безопасность России (введение в проблему): Препринт / Н.И. Воропай [и др.]. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1997. № 3. 57 с.
192. Энергетическая стратегия России (основные положения) / Межведомственная комиссия при Правительстве РФ по разработке программы развития энергетики. М.: Минтопэнерго РФ, 1994, 76 с.
193. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года / М: Минтопэнерго РФ, 2000. 441 с.
194. Braid R.B. The importance of cumulative impact assessment and mitigation / R.B. Braid, M. Schweitzer, S.A. Garnes // Energy (Gr. Brit.). 1985. № 5. P. 643-652.
195. Energy Dictionary (World Energy Council). Paris: Jouve SI, 1992. 635 p.
196. Lance G.N. A general theory of classificatory sorting strategies. 1. Hierarchical systems / G.N. Lance, W.T Williams // Comput. J., 1967. Vol. 9, № 4. P. 373-380.
197. Laurmann J.A. Market penetration of primary energy and its role in the greenhouse warming problem. // Energy (Gr. Brit.). 1985. № 6. P. 761-775.
198. Quantify and Mitigate Power – Purchase Risks // IEEE Computer Application in Power. 1998. July. P. 52-58.
199. Russia and the EU Electricity Directive // IEEE Power Engineering Review. 2000. № 4. April. P. 19-21.

200. Williams W.T., Lambert J.M. Multivariate methods in plant ecology I. Association analysis in plant communities / W.T. Williams, J.M. Lambert // J. Ecology. 1959. Vol. 47, No. 1. P. 83-101.

201. Ward J.H.Jr. Hierarchical grouping to optimize an objective function // J. Amer. Statist. Assoc. 1963. Vol. 58, No. 301. P. 236-244.

202. Гительман Л.Д. Региональная энергетика / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников, А.С. Семериков. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 117 с.

203. Инструкция по определению экономической эффективности энергетического хозяйства / М.: Энергия, 1973. 56 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1
Технология диагностики состояния региональной
электроэнергетики

Объекты мониторинга развития региональной электроэнергетики

Объекты мониторинга и их группы		Уровни управления		
		РФ	Субъекты РФ	Корпоративный
1	2	3	4	5
1	Объекты инвестиционной деятельности			
1.1.	Объем инвестиций в электроэнергетику: из государственного бюджета из собственных финансовых источников	++	++	+
1.2	Требуемый объем инвестиций для проведения технического перевооружения	+	+	+
1.3	Финансово-экономическое состояние предприятий электроэнергетики	+	+	+
1.4	Уровень деловой активности предприятий электроэнергетики	-	+	++
1.5	Общая привлекательность инвестиций в электроэнергетику	+	+	+
2	Объекты инновационной деятельности			
2.1	Освоение и расширение объемов инноваций: модернизация оборудования новое оборудование	-	+	+
2.2	Стимулирование освоения прогрессивных технологий и оборудования: ресурсосберегающего энергосберегающего материалосберегающего трудосберегающего природосберегающего	+	+	+
2.3	Обучение и подготовка персонала	+	+	+
2.4	Освоение передовых научных, технологических и технических достижений	++	+	+
2.5	Разработки и проектно-конструкторские работы по созданию образцов нового электроэнергетического оборудования	+	+	+
2.6	Прогнозирование технологического и экономического развития отрасли	++	+	+
3	Объекты организационно-структурной и правовой деятельности			
3.1	Общая структура потенциальных инвесторов: государство частные отечественные инвесторы иностраные инвесторы	++	++	+
3.2	Маркетинговые исследования	+	+	++
3.3	Уровень интеграции электроэнергетических компаний	+	+	+

Окончание табл. П.1.1

1	2	3	4	5
3.4	Структура электроэнергетических компаний	++	+	+
3.5	Состояние региональной инфраструктуры электроэнергетики	+	+	+
3.6	Рациональная тарифная политика	+	+	++
3.7	Эффективность применения антимонопольного законодательства	++	+	+
3.8	Структура оплаты произведенной продукции предприятиям энергетики «живые» деньги взаимозачеты бартер	+	+	++
4	Объекты инвестиционных рисков			
4.1	Риски упущенной выгоды	-	+	+
4.2	Риски снижения доходности процентные риски кредитные риски	-	+	+
4.3	Риски прямых финансовых потерь биржевые риски риски банкротства селективные риски	+	+	+
5	Объекты интеграции инвестиционной деятельности			
5.1	Степень интеграции электроэнергетических компаний	+	++	+
5.2	Экономический эффект от интеграции электроэнергетических компаний: уплотнение режимов электропотребления снижен в потребности в резервной мощности создание более эффективной структуры электрогенерирующих мощностей рациональная концентрация мощностей генерирующих источников уменьшение потребности в региональных ресурсах (трудовых, экологических и т.д.)	+	++	++
5.3	Распределение эффекта от взаимовыгодной интеграции	+	+	+

Примечание. Знак «++» означает существенное управляющее воздействие,

«+» – менее существенное, «-» – слабое воздействие.

Таблица П.1.2

Перечень показателей, необходимых для анализа по блокам инвестиционной безопасности электроэнергетики региона

Показатель	Обозначение
1	2
<i>1. Финансово-экономический блок</i>	
1.1. Объем инвестиций в предприятия электроэнергетики в анализируемом периоде, млн. руб.	$I_{эн}^t$
1.2. Объем инвестиций в экономику территории в анализируемом периоде, млн. руб.	$I_{эк}^t$
1.3. Балансовая стоимость основных производственных фондов в электроэнергетике в анализируемом периоде, млн. руб.	$C_{опф}^t$
1.4. Балансовая прибыль предприятий электроэнергетики в анализируемом периоде, млн. руб.	Π^t
1.5. Объем реализованной продукции, произведенной предприятиями электроэнергетики в анализируемом периоде, млн. руб.	$P_{год}^t$
1.6. Кредиторская задолженность предприятиями электроэнергетики (на конец года) к их годовому объему реализации продукции в анализируемом периоде, млн. руб.	$Z_{кред}^t$
1.7. Просроченная кредиторская задолженность предприятий электроэнергетики (на конец года) в анализируемом периоде, млн. руб.	$Z_{кред.пр.}^t$
1.8. Просроченная дебиторская задолженность предприятий электроэнергетики (на конец года) в анализируемом периоде, млн. руб.	$Z_{деб.пр.}^t$
1.9. Дебиторская задолженность предприятий электроэнергетики (на конец года) на территории в анализируемом периоде, млн. руб.	$Z_{деб.}^t$
1.10. Объем производимых взаимозачетов предприятиями электроэнергетики в анализируемом периоде, млн. руб.	$Bз^t$
1.11. Количество обыкновенных акций j -го предприятия электроэнергетики в период t , шт.	m_j^t

1	2
1.12. Цена одной акции j -го энергетического предприятия в период t , руб.	P_j^t
1.13. Число акций, выпущенных j -м энергетическим предприятием на момент времени $(t-1)$, шт.	$N_{j(t-1)}$
1.14. Цена акций j -го энергетического предприятия в момент времени $t-1$, руб.	$P_{j(t-1)}$
<i>2. Блок оценки состояния основных производственных фондов</i>	
2.1. Износ основных производственных фондов предприятий электроэнергетики в анализируемом периоде, млн. руб.	$I_{онф}^t$
2.2. Балансовая стоимость основных производственных фондов предприятий электроэнергетики в анализируемом периоде, млн. руб.	$C_{онф}^t$
2.3. Первоначальная стоимость поступивших за период основных производственных фондов в электроэнергетике в анализируемом периоде, млн. руб.	$C_{пс.пост.онф}^t$
<i>3. Энергетический блок</i>	
3.1. Объем производимой электроэнергии в анализируемом периоде, млн. кВт·ч.	$\mathcal{E}_{произв.}^t$
3.2. Объем потребляемой электроэнергии в анализируемом периоде, млн. кВт·ч.	$\mathcal{E}_{потр.}^t$
3.3. Собственные ресурсы котельно-печного топлива в анализируемом периоде, млн. т у.т.	$P_{кпт}^t$
3.4. Потребление котельно-печного топлива в целом в анализируемом периоде, млн. т у.т.	$\Pi_{кпт}^t$
<i>4. Социально-экологический блок</i>	
4.1. Инвестиции в непроизводственную сферу предприятий электроэнергетики в анализируемом периоде, руб.	$K_{непр.}^t$
4.2. Общая численность работников сферы электроэнергетики в анализируемый период, чел.	$Ч_{\Sigma}^t$
4.3. Объем инвестиций в природоохранные мероприятия предприятиями электроэнергетики в анализируемом периоде, руб.	$K_{экол.}^t$

*Система индикативных показателей инвестиционной безопасности
электроэнергетики региона*

1. Финансово-экономический блок

1.1. Доля инвестиций в предприятия электроэнергетики в общем объеме инвестиций в экономику региона:

$$\Phi_1 = \frac{I_{эн}^t}{I_{эк}^t}, \quad (\text{П.1.1})$$

где $I_{эн}^t$ – объем инвестиций в электроэнергетические компании в анализируемом периоде t , млн. руб.; $I_{эк}^t$ – объем инвестиций в экономику региона, млн. руб.

1.2. Отношение объема инвестиций в электроэнергетику, отнесенный к балансовой стоимости основных производственных фондов электроэнергетических компаний:

$$\Phi_2 = \frac{I_{эн}^t}{C_{ОПФ}^t}, \quad (\text{П.1.2})$$

где $I_{эн}^t$ – объем инвестиций в электроэнергетические компании, млн. руб.; $C_{ОПФ}^t$ – балансовая стоимость основных производственных фондов электроэнергетических компаний, млн. руб.

1.3. Отношение балансовой прибыли электроэнергетических компаний к годовому объему реализации произведенной ими продукции:

$$\Phi_3 = \frac{\Pi^t}{P_{год}^t}, \quad (\text{П.1.3})$$

где Π^t – балансовая прибыль электроэнергетических компаний, млн. руб.; $P_{год}^t$ – объем реализованной продукции, произведенной электроэнергетическими компаниями, млн. руб.

1.4. Отношение кредиторской задолженности к объему реализации продукции электроэнергетическими компаниями:

$$\Phi_4 = \frac{Z_{\text{кред}}^t}{P_{\text{год}}^t} \cdot \lambda^t, \quad (\text{П.1.4})$$

где $Z_{\text{кред}}^t$ – кредиторская задолженность электроэнергетических компаний (на конец года) к их годовому объему реализации продукции в регионе, млн. руб.; $P_{\text{год}}^t$ – объем реализованной продукции, произведенной электроэнергетическими компаниями, млн. руб.; λ^t – корректирующий коэффициент, учитывающий соотношение просроченной кредиторской и дебиторской задолженности.

Корректирующий коэффициент, учитывающий соотношение просроченной кредиторской и дебиторской задолженности рассчитывается по формуле:

$$\lambda^t = \frac{Z_{\text{кред.пр.}}^t}{Z_{\text{деб.пр.}}^t}, \quad (\text{П.1.5})$$

где $Z_{\text{кред.пр.}}^t$ – просроченная кредиторская задолженность электроэнергетических компаний (на конец года) в анализируемом периоде, млн. руб.; $Z_{\text{деб.пр.}}^t$ – просроченная дебиторская задолженность электроэнергетических компаний (на конец года) в анализируемом периоде, млн. руб.

1.5. Отношение дебиторской задолженности к объему реализации продукции электроэнергетическими компаниями:

$$\Phi_5 = \frac{Z_{\text{деб.}}^t}{P_{\text{год}}^t}, \quad (\text{П.1.6})$$

где $Z_{\text{деб.}}^t$ – дебиторская задолженность электроэнергетических компаний, млн. руб.; $P_{\text{год}}^t$ – объем реализованной продукции, произведенной электроэнергетическими компаниями, млн. руб.

1.6. Доля производимых взаимозачетов электроэнергетическими компаниями к объему реализации ими продукции:

$$\Phi_6 = \frac{Bz^t}{P_{\text{год}}^t}, \quad (\text{П.1.7})$$

где Bz^t – объем производимых взаимозачетов электроэнергетическими компаниями, млн. руб.; $P_{\text{год}}^t$ – объем реализованной продукции, произведенной электроэнергетическими компаниями, млн. руб.

1.7. Показатель изменения цен акций электроэнергетических компаний и на фондовой бирже:

$$\Phi_t = \frac{\sum_{j=1}^n m_j^t \cdot P_j^t}{F^{t-1}}, \quad (\text{П.1.8})$$

где n – количество составляющих показателя; m_j^t – количество акций j -го предприятия электроэнергетики в период t , шт.; P_j^t – цена одной акции j -го электроэнергетической компании за период t , руб.; F^{t-1} – общий делитель на момент времени $t-1$.

Поскольку относительные цены на акции электроэнергетических компаний со временем меняются, то некоторые компании будут выпадать из классификации, а новые входить в нее. Таким образом, базовое значение показателя должно быть построено для отражения этих изменений, иначе изменения в величине показателя будут отражать не только относительное изменение цен, но и изменения в составляющих индикативного показателя и их структуре капитала. Поэтому следует заменять составляющие, одновременно сохраняя преемственность серии индикативных показателей по периодам. Это достигается посредством цепного связывания индикативных показателей. Процедура цепного связывания требует, чтобы базовое значение индикативного показателя пересчитывалось для восприятия изменений составляющих и/или структуры их капитала. Хотя могут произойти и комплексные изменения капитала во время включения и исключения, составляющих индикативного показателя, чистое изменение агрегированной рыночной капитализации составляющих выглядит следующим образом:

$$F^{t-1} = F^t \cdot \left(1 + \frac{\delta_t}{\sum_{j=1}^n N_{j(t-1)} \cdot P_{j(t-1)}} \right)^{-1}, \quad (\text{П.1.9})$$

где F^t – общий делитель на момент времени t ; δ_t – изменение капитализаций; $N_{j(t-1)}$ – число акций, выпущенных j -й электроэнергетической компанией на

момент времени $(t-1)$, шт.; $P_{j(t-1)}$ – цена акций j -й электроэнергетической компании в момент времени $t-1$, руб.

2. Блок оценки состояния основных производственных фондов

2.1. Показатель износа основных производственных фондов электроэнергетических компаний:

$$I_1 = \frac{I_{\text{онф}}^t}{C_{\text{онф}}^t}, \quad (\text{П.1.10})$$

где $I_{\text{онф}}^t$ – износ основных производственных фондов, млн. руб.; $C_{\text{онф}}^t$ – балансовая стоимость основных производственных фондов, млн. руб.

2.2. Показатель обновления основных производственных фондов электроэнергетических компаний:

$$I_2 = \frac{C_{\text{нс.пост.онф}}^t}{C_{\text{онф}}^t}, \quad (\text{П.1.11})$$

где $C_{\text{нс.пост.онф}}^t$ – первоначальная стоимость поступивших за период основных производственных фондов электроэнергетических компаний, млн. руб.; $C_{\text{онф}}^t$ – балансовая стоимость основных производственных фондов электроэнергетических компаний, млн. руб.

3. Энергетический блок

3.1. Показатель производства электроэнергии электроэнергетическими компаниями:

$$\mathcal{E}_1 = \frac{\mathcal{E}_{\text{произв.}}^t}{\mathcal{E}_{\text{потр.}}^t}, \quad (\text{П.1.12})$$

где $\mathcal{E}_{\text{произв.}}^t$ – объем производимой электроэнергии электроэнергетическими компаниями млн. кВт ч; $\mathcal{E}_{\text{потр.}}^t$ – объем потребляемой электроэнергии в регионе, млн. кВт ч.

3.2. Отношение установленной мощности ТЭС электроэнергетической компании к максимальной электрической нагрузке потребителей в регионе:

$$\mathcal{E}_2 = \frac{P_{\text{уст}}^t}{P_{\text{max потр.}}^t}, \quad (\text{П.1.13})$$

где $P_{уст}^t$ – установленная мощность ТЭС электроэнергетической компании, МВт; $P_{\max\ погр.}^t$ – максимальная электрическая нагрузка потребителей в регионе, МВт.

3.3. Доля собственных источников в балансе котельно-печного топлива в регионе:

$$\mathcal{E}_3 = \frac{P_{кпт}^t}{\Pi_{кпт}^t}, \quad (\text{П.1.14})$$

где $P_{кпт}^t$ – собственные ресурсы котельно-печного топлива в регионе, млн. т.у.т.; $\Pi_{кпт}^t$ – потребление котельно-печного топлива в целом в регионе, млн. т.у.т.

4. Социально-экологический блок

4.1. Доля объема инвестиций в непроизводственную сферу на одного работника электроэнергетической компании:

$$C_1 = \frac{K_{непр.}^t}{\mathcal{C}_\Sigma^t}, \quad (\text{П.1.15})$$

где $K_{непр.}^t$ – инвестиции в непроизводственную сферу электроэнергетических компаний, руб.; \mathcal{C}_Σ^t – общая численность работников электроэнергетической компании, чел.

4.2. Доля объема инвестиций в природоохранные мероприятия электроэнергетических компаний:

$$C_2 = \frac{K_{экол.}^t}{C_{опф}^t}, \quad (\text{П.1.16})$$

где $K_{экол.}^t$ – объем инвестиций в природоохранные мероприятия электроэнергетических компаний, руб.; $C_{опф}^t$ – балансовая стоимость основных производственных фондов электроэнергетических компаний, руб.

Методика проведения кластерного анализа

Главная идея процедуры кластерного анализа сводится к двум наиболее важным моментам: 1) образование единой меры, охватывающей ряд признаков; 2) чисто количественное решение вопроса о группировке объектов наблюдения.

В использованной процедуре кластерного анализа все признаки объединяются с помощью некоторой «метрики» в один количественный показатель сходства (различия) группируемых объектов. Но без предварительного анализа качества нельзя начать исследование, поэтому признаки объединяются в одну группу. Таким образом, признаки подвергаются объединению с помощью некоторой «метрики» – евклидова расстояния [60].

Наиболее распространенным и разработанным из всех известных методов кластеризации является метод Ворда [60, 201]. Этот метод кластеризации построен на основе алгоритма посредством соотношения, содержащего меры расстояний d_{ij} . Рассмотрим вектор индикативных показателей $X = (X_1, X_2, \dots, X_n)$. Квадрат евклидова расстояния между X_i и X_j определяется по формуле

$$d_{ij}^2 = (X_i - X_j)^T \cdot (X_i - X_j) \quad (\text{П.1.17})$$

Согласно методу Ворда [201] в качестве целевой функции применяется внутригрупповая сумма квадратов (ВСК) отклонений, которая понимается как сумма квадратов расстояний между каждой точкой (объектом) и средней по кластеру, содержащему этот объект. Этот метод предусматривает последовательную процедуру, согласно которой на каждом шаге объединяются такие два класса, которые приводят к минимальному увеличению целевой функции, т.е. ВСК [201].

Объединение кластеров I и J ведет к увеличению ВСК на величину W_{IJ} , которая задается равенством

$$W_{IJ} = \frac{n_I \cdot n_J}{n_I + n_J} \cdot (\bar{X}_I - \bar{X}_J)^T \cdot (\bar{X}_I - \bar{X}_J) = \frac{n_I \cdot n_J}{n_I + n_J} \cdot d_{IJ}^2, \quad (\text{П.1.18})$$

где $d_{ij}^2 = (\bar{X}_i - \bar{X}_j)^T \cdot (\bar{X}_i - \bar{X}_j)$.

Начиная с матрицы квадратов евклидовых расстояний (см. табл. П.6.4) $D = \{d_{ij}^2, i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, n\}$, процедура заключается в объединении таких кластеров I_p и I_q , для которых $d_{pq}^2 = 2W_{pq}$ минимально.

Таблица П.6.4

Значения d_{ij}^2

	I_1	I_2	I_3	...	I_n
I_1	0	d_{12}^2	d_{13}^2	...	d_{1n}^2
I_2	-	0	d_{23}^2	...	d_{2n}^2
I_3	-	-	0	...	d_{3n}^2
...	-	-	-	...	-
I_n	-	-	-	...	0

Окончательный алгоритм, по которому проводится группировка записывается следующим образом:

1. Определяется $d_{pq}^2 = \min\{d_{ij}^2\}, i = 1, \dots, j-1; j = 2, \dots, n; n_i > 0; n_j > 0$.

2. Увеличение целевой функции при объединении двух кластеров I_p и I_q рассчитывается по формуле (П.1.18):

$$W_{pq} = \frac{1}{2} \cdot d_{pq}^2 \cdot \quad (\text{П.1.19})$$

3. I_p заменяется на I'_p ; строка $\{d_{ip}^2\}$ и столбец $\{d_{pj}^2\}$ матрицы D пересчитывается по формуле (П.1.20) $i = 1, 2, \dots, P-1; n_i > 0; j = P+1, \dots, n; j \neq Q; n_j > 0$

$$d_{iP}^2 = 2W_{ir} = \frac{2}{(n_i + n_r)} \cdot [(n_i + n_P)W_{iP} + (n_i + n_Q)W_{iQ} - n_i W_{PQ}] = \frac{1}{n_i + n_r} [(n_i + n_P)d_{iP}^2 + (n_i + n_Q)d_{iQ}^2 - n_i d_{PQ}^2] \quad (\text{П.1.20})$$

4. Полагаем $n_p = n_p + n_q$ и $n_q = 0$; кластер I_q превращается в недействительное множество.

5. Записываем элементы кластера I_q в кластер I'_p , возвращаемся к первому этапу и повторяем процедуру $n-2$ раз.

Методика проведения дискриминантного анализа

Проведение дискриминантного анализа основано на определении канонических направлений в исходном пространстве признаков (индикаторов), удовлетворяющих следующему критерию [59]:

$$F = \frac{D_{mk}}{D_{вк}} \rightarrow \max, \quad (\text{П.1.21})$$

где D_{mk} – дисперсия между классами; $D_{вк}$ – дисперсия внутри классов.

При определении пороговых значений параметров, а также для взаимосвязанных показателей нормальное распределение вероятности в многомерном пространстве записывается в матричном виде следующим образом [17]:

$$p(x) = (2\pi)^{-\frac{m}{2}} |S|^{-\frac{1}{2}} \exp\left[-\frac{1}{2}(X - M)^T S^{-1}(X - M)\right], \quad (\text{П.1.22})$$

где M – вектор математического ожидания значений индикаторов обучающей выборки класса;

S – ковариационная матрица;

X – вектор параметров, описывающий ситуацию в пространстве $\{R^m\}$.

Обычно предполагают, что стоимости правильных решений по распознаванию ситуации равны нулю, а цены потерь от неправильной классификации и априорные вероятности появления объекта того или иного класса в решаемой задаче могут быть приняты равными. Тогда в соответствии с критерием Байеса [17] пороговое значение, отделяющее один класс от другого (например, класс нормальных состояний от предкризисных), по независимому параметру, может быть определено из соотношения

$$\frac{\int_{x_{нк}^0}^{x_{нк}^0} p_n(x) dx}{\int_{x_{нк}^0}^{+\infty} p_{нк}(x) dx} = 1. \quad (\text{П.1.23})$$

Подставив в него выражения (П.1.23) для одномерного пространства и выполнив некоторые преобразования с использованием свойств функции нормального закона распределения, можно получить интегральное уравнение

$$\int_{\mu_n}^{x_{нк}^0} \frac{1}{\sigma_n \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-\mu_n)^2}{2\sigma_n^2}\right] dx = \int_{x_{нк}^0}^{\mu_{нк}} \frac{1}{\sigma_{нк} \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-\mu_{нк})^2}{2\sigma_{нк}^2}\right] dx. \quad (\text{П.1.24})$$

Решение данного уравнения относительно $x_{нк}^0$ может быть найдено численным интегрированием. В результате исследований, проведенных совместно с группой системных исследований в энергетике Института теплофизики УрО РАН установлено, что его решение сходится, при уменьшении шага интегрирования, к решению уравнения:

$$\exp\left(-\frac{(x-\mu_n)^2}{\sigma_n^2}\right) = \exp\left(-\frac{(x-\mu_{нк})^2}{\sigma_{нк}^2}\right). \quad (\text{П.1.25})$$

Таким образом, можно записать уравнения поверхности F раздела классов в многомерном пространстве:

$$(X - M_H)^T S_H^{-1} (X - M_H) = (X - M_{ПК})^T S_{ПК}^{-1} (X - M_{ПК}). \quad (\text{П.1.26})$$

Пороговые значения определяются, как координаты точки A – пересечения разделяющей поверхности F классов с линией, проходящей через центры классов с координатами M_H и $M_{ПК}$ (см. рис. 2.6)

В соответствии с уравнениями прямой, проходящей через две точки в пространстве [10], получим

$$\frac{X - M_H}{M_{ПК} - M_H} = b. \quad (\text{П.1.27})$$

Выполнив соответствующие преобразования, получим уравнения для определения координат порогового значения, разделяющего классы нормальных и предкризисных состояний:

$$X = b(M_{ПК} - M_H) + M_H, \quad (\text{П.1.28})$$

где b – параметр прямой.

Далее путем преобразований получаем квадратное уравнение относительно b :

$$b^2(C_H - C_{ПК}) + 2bC_{ПК} - C_{ПК} = 0, \quad (\text{П.1.29})$$

где $C_H = (M_{ПК} - M_H)^T S_H^{-1} (M_{ПК} - M_H)$, $C_{ПК} = (M_{ПК} - M_H)^T S_{ПК}^{-1} (M_{ПК} - M_H)$.

Корень, удовлетворяющий условию $0 \leq b_0 \leq 1$, соответствует точке пересечения прямой и разделяющей поверхности. Используя его и соотношение (П.1.29) можно определить пороговые значения, разделяющие классы нормальных и предкризисных состояний ($X_{ПК}^0$) (см. рис. 2.5):

$$X_{ПК}^0 = b_0(M_{ПК} - M_H) + M_H. \quad (\text{П.1.30})$$

Для определения координат порогового значения, разделяющего классы предкризисных и кризисных состояний X_K^0 , используется та же процедура вычислений.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Алгоритм кластеризации показателей региональной электроэнергетики

Алгоритм кластеризации разработан в соответствии с математическим описанием метода кластер-анализа (по центрам группирования и ближайших соседей), блок-схема которого показана на рис П.2.1.

Практическая реализация в компьютерной программе, написанной на алгоритмическом языке *Quick Basic*.

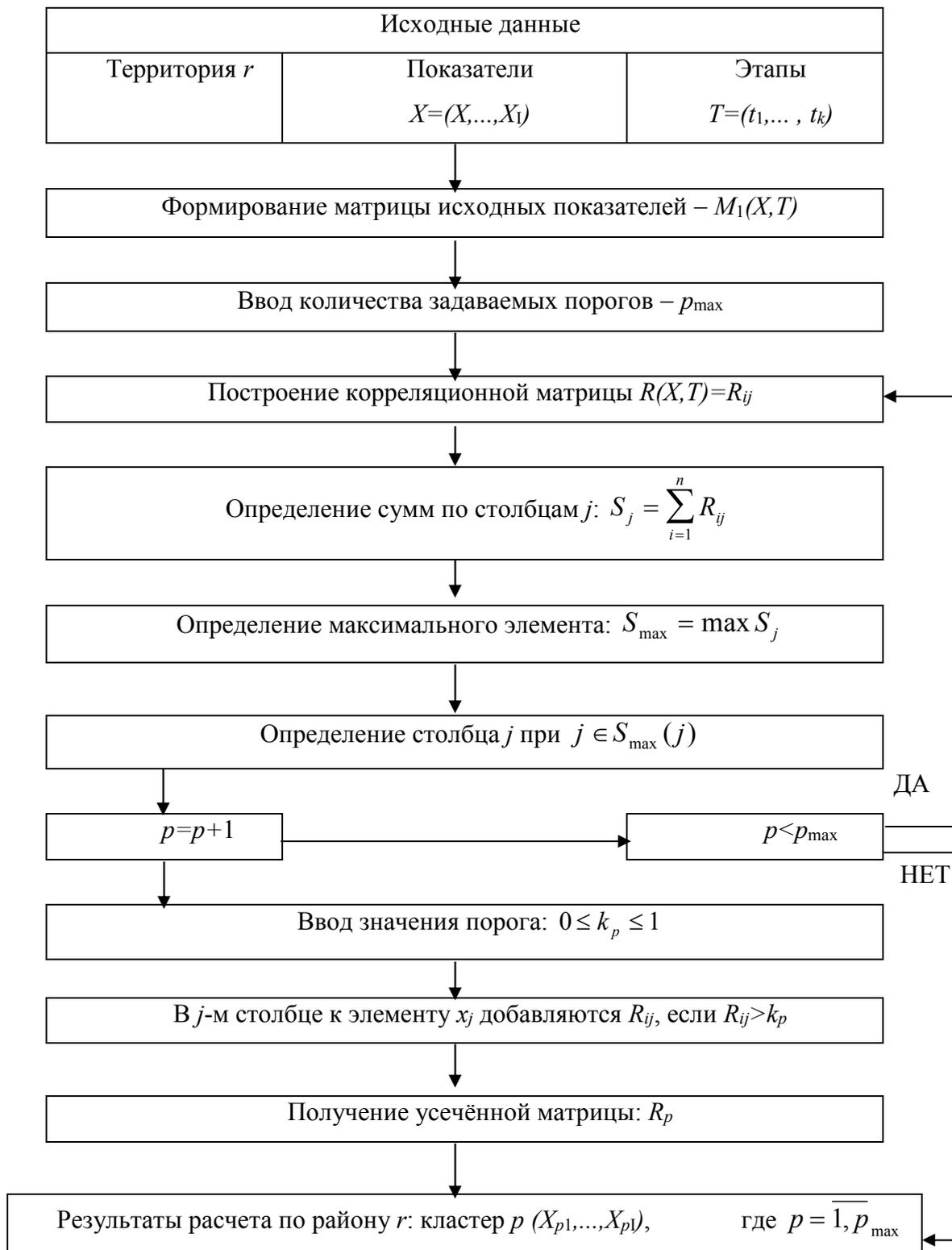


Рис. П.2.1. Блок-схема алгоритма кластерного анализа

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Энергоэкономические показатели Свердловской области за 1991-2004 гг.

Таблица П.3.1

Оценочные энергоэкономические показатели Свердловской области за 2003-2016 гг.

Показатели	2003г.	2004г.	2005г.	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
1. Численность экономически активного населения, тыс.чел.	2401,4	2299,5	2446	2322,4	2272,8	2370	2341	2284	2229	2308	2328	2322	2259,1	2214
2. Общая численность безработных, тыс.чел.	0	76	131	137,02	184,09	201	199	234	234	318	233	179	188	164
3. Индекс физического объема инвестиций в основной капитал в сопоставимых ценах, % к предыдущему году	97	95	92	96	91	90	77	88	78,5	102,4	107,9	100	102	113
4. Индексы промышленного производства на территории, в % к предыдущему году	102	95,6	72,4	85,7	79,4	97	88	93	91	110	116	111	104	126
5. Выброшено в атмосферу загрязненных веществ от стационарных источников, тыс. т	2148	2112	2059	1809	1510	1474	1393	1391	1279	1279	1471	1407	1520	1642
6. Объем сброса загрязненных вод в общем стоке, тыс. т	766	835	834	864	887,4	911,2	878,4	850	820	920	940	1002	970	1005
7. Потребление ТЭР, млн. т у.т.	55,5	52,7	49,9	47,1	44,3	37	32,4	31	37	43	47	45	48	53
8. Потребление электроэнергии, млрд. кВт·ч	51,5	50,1	46,7	43,6	39,7	38,5	38	37,57	37,38	42,7	41,12	42,43	42,78	43
9. Потребление тепловой энергии, млн. Гкал	123,2	102,9	103,8	104,1	104,3	105	106,4	107	108	109	110	107	105	108
10. Показатель износа основных производственных фондов предприятий электроэнергетики, %	23,75	23,46	25,43	25,58	39,32	46,98	54	53	55	56	54	53,5	58	60
11. Показатель производства электроэнергии, млрд. кВт·ч	60,6	58,7	52,1	44,8	42,2	39	37,5	37,2	37,9	35,8	43,7	43,2	36,6	42,1

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

**Формирование массива исходных данных для проведения расчетов
на оптимизационной объектно-структурной модели**

Градации признаков переменных по электростанциям ТГК-9

Признак	Обозначение	Градация		
		Количество	Перечень	Шифр индекса
1	2	3	4	5
1. Наименование объекта	<i>i</i>	24	1. Ново-Свердловская ТЭЦ 2. Нижнетуринская ГРЭС 3. Красногорская ТЭЦ 4. Богословская ТЭЦ 5. Качканарская ТЭЦ 6. Первоуральская ТЭЦ 7. Свердловская ТЭЦ 8. Березовская ТЭЦ-2 9. Кизеловская ГРЭС 10. Березовская ТЭЦ-4 11. Закамская ТЭЦ-5 12. Пермская ТЭЦ-6 13. Пермская ТЭЦ-9 14. Березовская ТЭЦ-10 15. Соликамская ТЭЦ-11 16. Соликамская ТЭЦ-12 17. Пермская ТЭЦ-13 18. Пермская ТЭЦ-14 19. Чайковская ТЭЦ 20. Воркутинская ТЭЦ-1 21. Воркутинская ТЭЦ-2 22. Интинская ТЭЦ 23. Сосногорская ТЭЦ 24. Новая ТЭС	НС НТ КГ БГ КЧ ПУ СВ Б2 КИ Б4 ЗК П6 П9 Б10 С11 С12 П13 П14 ЧК В1 В2 ИТ СГ Н

Окончание табл. П.4.1

1	2	3	4	5
2. Типоразмеры оборудования	<i>a</i>	5	1. ПСУ, всего ПСУ, МВт: ≤100 150-200 2. ПГУ 3. ГТУ	С 1 2 П Г
3. Вид топлива	<i>q</i>	3	1. Газ 2. Уголь 3. Газ и уголь	Г У У
4. Инженерно-строительные условия	<i>s</i>	6	1. Существующее оборудование 2. Техническое перевооружение электростанций: 2.1. Демонтаж 2.2. Продление сроков службы 2.3. Замена оборудования 3. Новое оборудование 3.1. На существующих площадках 3.2. На новых площадках	С Д П З Н Н
5. Режим работы	<i>j</i>	4	1. Всего 2. Базисный 3. Полупиковый (маневренный) 4. Пиковый	В Б М П
6. Временной этап	<i>t</i>	5	-	1-5

Пример шифрования переменной X_{iaqsjt} :

Переменная – $X_{НС1ГПМ1}$

НС – Ново-Свердловская ТЭЦ;

1 – типоразмер оборудования 100 МВт;

Г – газовое топливо;

П – продление сроков службы за счет модернизации;

М – полупиковый режим работы;

1 – первый этап расчета.

Удельные расходы топлива на 1 кВт электрической мощности

Оборудование	$b^{\text{э/э}}$, г у.т./кВт·ч	$K_{\text{топл}}$	$K_{\text{реж}}$	h , ч/год	b_N , г у.т./кВт
1	2	3	4	5	6
	<i>Существующее</i>				
1. КЭС ≤ 100 МВт	448,2	-	-	-	-
газ:	430,27	0,96	-	-	-
Б	430,27	-	1,00	6500	2,80
М	451,8	-	1,05	3000	1,40
П	516,3	-	1,2	1500	0,80
уголь:	466,13	1,04	-	-	-
Б	466,13	-	1,00	6500	3,0
М	489,4	-	1,05	3000	1,50
П	559,4	-	1,2	1500	0,84
2. 150-200 МВт	350,1	-	-	-	-
газ:	339,6	0,97	-	-	-
Б	339,6	-	1,00	6500	2,20
М	356,6	-	1,05	3000	1,10
П	407,5	-	1,20	1500	0,60
уголь:	360,6	1,03	-	-	-
Б	360,6	-	1,00	6500	2,30
М	378,63	-	1,05	3000	1,14
П	432,7	-	1,2	1500	0,65
3. Теплофикация					
ПСУ:					
газ:	-	0,95	-	-	4,47
Б	-	-	1,00	6500	4,25
М	-	-	1,05	5500	4,25

Продолжение табл. П.4.2

1	2	3	4	5	6
уголь:	-	1,05	-	-	4,46
Б	-	-	1,00	6500	4,70
М	-	-	1,05	5500	4,70
ПГУ:					
газ:	-	-	-	-	4,49
Б	-	-	1,00	6500	3,97
М	-	-	1,05	5500	3,36
<i>Техпереворужение</i>					
1. Продление					
КЭС ≤ 100 МВт:					
газ:	430,27	-	-	-	-
Б	430,27	-	1,00	6500	2,80
М	451,78	-	1,05	3000	1,36
П	516,32	-	1,20	1500	0,77
уголь:	466,13	-	-	-	-
Б	466,13	-	1,00	6500	3,03
М	489,43	-	1,05	3000	1,47
П	559,36	-	1,20	1500	0,84
150-200 МВт:					
газ:	339,60	-	-	-	-
Б	339,90	-	1,00	6500	2,20
М	356,60	-	1,05	3000	1,07
П	407,52	-	1,20	1500	0,61
уголь:	360,6	-	-	-	-
Б	360,6	-	1,00	6500	2,30
М	378,6	-	1,05	3000	1,14
П	432,72	-	1,20	1500	0,65

Продолжение табл. П.4.2

1	2	3	4	5	6
Теплофикация					
ПСУ:					
газ:	-	-	-	-	4,25
Б	-	-	1,00	6500	4,25
М	-	-	1,05	5500	4,46
уголь:	-	-	-	-	4,70
Б	-	-	1,00	6500	4,70
М	-	-	1,05	5500	4,49
2. Замена					
ТЭС ≤ 100 МВт:					
газ:	387,24	-	-	-	-
Б	387,24	-	1,0	6500	2,50
М	406,6	-	1,05	3000	1,22
П	464,69	-	1,20	1500	0,70
уголь:	419,52	-	-	-	-
Б	419,52	-	1,00	6500	2,73
М	440,50	-	1,05	3000	1,30
П	503,40	-	1,20	1500	0,76
150-200 МВт:					
газ:	305,64	-	-	-	-
Б	305,64	-	1,00	6500	2,00
М	320,90	-	1,05	3000	0,96
П	366,77	-	1,20	1500	0,60
уголь:	324,54	-	-	-	-
Б	324,54	-	1,00	6500	2,11
М	340,77	-	1,05	3000	1,02
П	389,45	-	1,20	1500	0,60

Продолжение табл. П.4.2

1	2	3	4	5	6
Теплофикация:					
ПСУ:					
газ:	-	-	-	-	3,20
Б	-	-	1,00	6500	3,20
М	-	-	1,05	5500	3,36
уголь:	-	-	-	-	3,50
Б	-	-	1,00	6500	3,50
М	-	-	1,05	5500	3,68
<i>Новые КЭС (сущ. и нов. площ.)</i>					
1. 300 МВт					
газ:	318,00	-	-	-	-
Б	318,00	-	1,0	6500	2,07
М	334,00	-	1,05	3000	1,00
уголь:	334,00	-	-	-	-
Б	334,00	-	1,0	6500	2,20
М	350,70	-	1,05	3000	1,05
2. 500-800 МВт					
газ:	316,00	-	-	-	-
Б	316,00	-	1,00	6500	2,05
уголь:	333,00	-	-	-	-
Б	333,00	-	1,00	6500	2,16
3. ПГУ (газ)	285,00	-	-	-	-
Б	285,00	-	1,00	6500	1,85
М	299,30	-	1,05	3000	0,90
4. ГТУ (газ)	360,00	-	-	-	-
Б	360,00	-	1,00	6500	2,30
М	378,00	-	1,05	3000	1,13

1	3	4	5	6	7
	<i>Новые ТЭЦ (сущ. и нов. площ.)</i>				
1. ПСУ					3,30
газ:	-	0,95	-	-	3,00
Б	-	-	1,00	6500	3,14
М	-	-	1,05	5500	3,30
уголь:	-	1,05	-	-	3,47
Б	-	-	1,00	6500	3,47
М	-	-	1,05	5500	3,64
2. ПГУ(газ)	-	-	-	-	-
Б	-	-	1,00	6500	2,79
М	-	-	1,05	5500	2,58
3. ГТУ (газ)	-	-	-	-	-
Б	-	-	-	6500	3,11
М	-	-	-	5500	2,73

Примечания: 1. $K_{\text{топл}}$ – коэффициент дифференцирования удельных расходов по видам топлива

Пример: для существующего оборудования:

$K_{\text{ЭС}} \leq 100 \text{ МВт}: 448,2 \cdot 0,96 = 430,27 \text{ т у.т./}(кВт \cdot ч) \text{ (газ);}$

$448,2 \cdot 1,04 = 466,13 \text{ т у.т./}(кВт \cdot ч) \text{ (уголь).}$

2. $K_{\text{реж}}$ – коэффициент, учитывающий следующие режимы работы оборудования:

- базисный – $K_B = 1,0$;

- маневренный (полупиковый) – $K_M = 1,05$;

- пиковый – $K_P = 1,2$.

Пример:

- базисный режим:

$430,27 \cdot 1,0 = 430,27 \text{ т у.т./}(кВт \cdot ч);$

- маневренный (полупиковый) режим:

$430,27 \cdot 1,05 = 451,8 \text{ т у.т./}(кВт \cdot ч);$

- пиковый режим:

$430,27 \cdot 1,2 = 516,3 \text{ т у.т./}(кВт \cdot ч).$

3. b_N – удельный расход топлива на единицу электрической мощности (т у.т./кВт).

Пример расчета: $b^{э/э} \cdot h = b_N$:

- базисный режим:

$$430,27 \cdot 6500 \cdot 10^6 = 2,8 \text{ т у.т./кВт};$$

- маневренный (полупиковый) режим:

$$430,27 \cdot 3000 \cdot 10^6 = 1,3 \text{ т у.т./кВт};$$

- пиковый режим:

$$430,27 \cdot 1500 \cdot 10^6 = 0,65 \text{ т у.т./кВт}.$$

4. Удельные расходы топлива b_N для новых КЭС и ТЭЦ на новых площадках приняты такими же, как и удельные расходы топлива b_N для новых КЭС и ТЭЦ на существующих площадках.

Производственно-технологические показатели

Наименование	Показатели						
	Ф, дол./ кВт	К _{уд} , дол./ кВт	И _{пост} , руб./ кВт	И _{пост} , , %	б _{уд} , т у.т./ (кВт·ч)	Э _{сн} , %	З, дол./ кВт
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Существующее оборудование							
1.1. Конденсационное							
N ≤ 100 МВт:						7,90	
газ	910	-	81,9	9	429,50	7,90	84,77
уголь	1050	-	94,5	9	465,30	10,27	97,81
N = 150-200 МВт:						5,45	
газ	1000	-	90,0	9	338,43	5,45	93,15
уголь	1200	-	108,0	9	357,30	7,09	111,78
1.2. Теплофикационное						4,00	
газ	1300	-	143,0	11	285,71	5,80	148,01
уголь	1500	-	165,0	11	308,57	11,90	170,78
2. Техпервооружение							
2.1. Конденсационное							
N ≤ 100 МВт:							
демонтаж:							
газ	-	90	0	-	-	-	9,32
уголь	-	105	0	-	-	-	10,87
продление:							
газ	-	180	98,3	9	429,50	7,90	29,81
уголь	-	210	113,4	9	465,30	10,27	34,78

Продолжение табл. П.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8
замена:							
газ	-	550	81,9	9	-	-	33,12
уголь	-	630	94,5	9	-	-	39,74
N = 150-200 МВт:							
демонтаж:							
газ	-	110	-	9	-	-	11,39
уголь	-	120	-	-	-	-	12,42
продление:							
газ	-	200	108,0	9	338,40	5,45	33,12
уголь	-	240	129,6	9	357,30	7,09	39,74
замена:							
газ	-	600	90,0	9	-	5,00	180,09
уголь	-	720	108,0	9	-	5,60	216,11
2.2. Теплофикация							
демонтаж:							
газ	-	130	0	-	-	-	13,46
уголь	-	150	0	-	-	-	15,53
продление:							
газ	-	260	171,6	11	285,70	-	193,55
уголь	-	300	198,0	11	308,57	-	223,25
замена:							
газ	-	780	143,0	11	-	-	250,26
уголь	-	900	165,0	11	-	-	288,77
3. Новое оборудование							
3.1. КЭС							
3.1.1. Существующие площадки							

1	2	3	4	5	6	7	8
N = 300 МВт:							
газ	-	840	75,6	9	320,00	3	243,40
уголь	-	1000	90,0	9	336,00	4,4	289,80
N = 500-800 МВт:							
газ	-	760	68,4	9	316,00	4,8	228,11
уголь	-	920	82,8	9	335,00	3,3	276,40
ПГУ (газ)	-	680	54,4	8	285,00	-	197,06
ГТУ (газ)	-	560	44,8	8	360,00	-	162,29
3.1.2. Новые площадки							
N = 300 МВт:							
газ	-	1050	84,0	8	320,00	3	304,29
уголь	-	1250	100,0	8	336,00	4,4	362,25
N = 500-800 МВт:							
газ	-	950	76,0	8	316,00	3,3	275,30
уголь	-	1150	92,0	8	335,00	4,8	333,27
ПГУ (газ)	-	850	68,0	8	285,00	-	246,33
ГТУ (газ)	-	700	56,0	8	360,00	-	202,86
3.2. Теплофикация							
3.2.1. Существующие площадки							
ПСУ:							
газ	-	1040	93,6	9	-	-	312,16
уголь	-	1200	108,0	9	-	-	360,18
ПГУ (газ)	-	840	67,2	8	-	-	243,43
ГТУ (газ)	-	900	72,0	8	-	-	260,82
3.2.2. Новые площадки							
ПСУ:							
газ	-	1300	117,0	9	-	-	390,20
уголь	-	1500	135,0	9	-	-	450,23
ПГУ (газ)	-	1050	84,0	8	-	-	304,29

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Расчет эффективности развития ТЭС электрогенерирующей компании

Таблица П.5.1

Характеристика альтернативных вариантов ТЭС на природном газе

Показатель	Вариант и его назначение					
	Техническое перевооружение				Новая КЭС	
	1 (г)	2 (г)	3.1 (г)	3.2 (г)	4.1 (г)	4.2 (г)
	Продление сроков эксплуатации	Восстановление мощности			Альтернативный источник	
1. Общая техническая характеристика	Модернизация оборудования	Замена оборудования с сохранением типоразмеров	Установка нового оборудования		ПГУ	ПГУ
			ПГУ	ПГУ		
2. Площадочные условия	В существующем главном корпусе		В новом главном корпусе		На новой площадке	
3. Энергетическое оборудование						
3.1. Тип основного оборудования:	К-300	К-300	К-320	ПГУ-435	К-800	ПГУ-790
- паровые турбины	К-300-240	К-300-240	К-320-240	К-320-240	К-800-240	-
- газовые турбины	-	-	-	ГТЭ-115	-	-
3.2 Число и мощность агрегатов, ед.×МВт	6×300	6×300	6×320	5×435	3×800	3×790
4. Мощность КЭС, МВт:						
- установленная	1 800	1 800	1 920	2 175	2 400	2 370
- рабочая	1 500	1 500	1 600	1 740	1 600	1 580

Таблица П.5.2

Характеристика альтернативных вариантов ТЭС на углях

Показатель	Вариант и его назначение					
	Техническое перевооружение				Новая КЭС	
	1 (y)	2 (y)	3.1 (y)	3.2 (y)	4.1 (y)	4.2 (y)
	Продление сроков эксплуатации	Восстановление мощности				Альтернативный источник
1. Общая техническая характеристика	Модернизация оборудования	Замена оборудования с сохранением типоразмеров	Установка нового оборудования		Газоочистка	ЦКС
			Газоочистка	ЦКС		
2. Площадочные условия	В существующем главном корпусе		В новом главном корпусе		На новой площадке	
3. Энергетическое оборудование: 3.1. Тип основного оборудования 3.2. Число и мощность агрегатов, ед. ×МВт	К-500	К-500	К-500	К-500	К-500	К-500
	4×500	4×500	4×500	4×500	4×500	4×500
4. Мощность КЭС, МВт: - установленная - рабочая	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500

*Результаты расчетов показателей финансово-экономической эффективности
(на примере вариантов строительства новой электростанции (ЗхПГУ-790),
работающей на природном газе)*

Таблица П.5.3

Исходные данные

Наименование	Ед. изм.	ПГУ-790
1. Капиталовложения в строительство	млн.руб.	10645,7
2. Удельные капиталовложения	руб./кВт	13475,5
3. Годовая выработка электроэнергии,	млн. кВт·ч	4740
4. Годовой расход электроэнергии на собственные нужды	млн. кВт·ч	94,8
5. Годовой отпуск электроэнергии с шин электростанции	млрд. кВт·ч	4645,2
6. Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т.	1191,1
7. Удельный расход топлива по отпуску электроэнергии	г у.т./(кВт·ч)	233
8. Издержки на топливо	млн.руб.	994,575
9. Издержки на воду	млн.руб.	49,7
10. Численность эксплуатационного персонала	чел.	474
11. Фонд заработной платы	тыс.руб.	7110
12. Издержки на заработную плату	тыс.руб.	9641,1
13. Дополнительная заработная плата	тыс.руб.	6748,8
14. Стоимость оборудования	тыс.руб.	4790565
15. Амортизационные отчисления	тыс.руб./год	383245
16. Расходы по содержанию оборудования	тыс.руб./год	440732
17. Цеховые расходы	тыс.руб./год	52887,8
18. Общестанционные расходы	тыс.руб./год	59458,2
19. Издержки на ремонт	тыс.руб./год	287434
20. Стоимость 1 т у.т.	руб.	900
21. Установленная мощность	МВт	790
22. Фонд заработной платы 1 рабочего (годовой)	тыс.руб./год	180
23. Нормы дисконта	%	10; 20

Расчет капиталовложений

t , лет	Кол-во раб. оче- редей	$k_{стр},\%$	10%			20%		
			$K_{стр}$, млн.руб.	$K_{ликв}$, млн.руб.	$K_{сум}$, млн.руб.	$K_{стр}$, млн.руб.	$K_{ликв}$, млн.руб.	$K_{сум}$, млн.руб.
1	0	10	967,7	0	967,7	887,141	0	887,1
2	0	14	1 231,7	0	1 231,7	1 034,9	0	1 034,9
3	0	21	1 679,6	0	1 679,6	1 293,7	0	1 293,7
4	1	23	1 672,3	0	1 672,3	1 180,8	0	1 180,8
5	2	25	1 652,5	0	1 652,5	872,1	0	872,1
6	3	7	14,3	0	14,3	8,73	0	8,7
7	3	0	0	0	0	0	0	0
8	3	0	0	0	0	0	0	0
...
38	3	0	0	14,2	14,2	0	0,5	0,5
39	2	0	0	12,9	12,9	0	0,4	0,4
40	1	0	0	11,7	11,7	0	0,3	0,3
<i>Итого</i>		100	7 218,4	38,9	7 257,3	5 277,5	1,2	5 278,8

Расчет производственных издержек, млн.руб.

t, лет	Кол-во раб. оче- редей	10%						20%					
		И _{пер}	И _{зп}	И _{ам}	И _{рем}	И _{проч}	И _{сум}	И _{пер}	И _{зп}	И _{ам}	И _{рем}	И _{проч}	И _{сум}
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	713,3	6,6	261,8	196,3	46,5	1 224,4	503,6	4,6	184,8	138,6	32,8	864,5
5	2	1 296,9	12,0	475,9	356,9	84,5	2 226,2	839,4	7,7	308,0	231,0	54,7	1 440,9
6	3	1 768,4	16,3	649,0	486,7	115,2	3 035,7	1 049,2	9,7	385,0	288,8	68,4	1 801,1
7	3	1 607,7	14,8	590,0	442,5	104,7	2 759,7	874,3	8,1	320,9	240,7	57,0	1 500,9
8	3	1 461,5	13,5	536,4	402,3	95,2	2 508,9	728,6	6,7	267,4	200,5	47,5	1 250,7
9	3	1 328,7	12,3	487,6	365,7	86,6	2 280,8	607,2	5,6	222,8	167,1	39,6	1 042,3
10	3	1 207,9	11,2	443,3	332,5	78,7	2 073,4	506,0	4,7	185,7	139,3	33,0	868,6
11	3	1 098,1	10,1	403,0	302,2	71,5	1 884,9	421,7	3,9	154,7	116,1	27,5	723,8
12	3	998,2	9,2	366,3	274,8	65,0	1 713,6	351,4	3,2	129,0	96,7	22,9	603,2
13	3	907,5	8,4	333,0	249,8	59,1	1 557,8	292,8	2,7	107,5	80,6	19,1	502,6
14	3	825,0	7,6	302,8	227,1	53,7	1 416,2	244,0	2,3	89,5	67,2	15,9	418,9
...
37	3	92,1	0,9	33,8	25,4	6,0	158,2	3,7	0,0	1,4	1,0	0,2	6,3
38	3	83,8	0,8	30,7	23,1	5,5	143,8	3,1	0,0	1,1	0,8	0,2	5,3
39	2	50,8	0,5	18,6	14,0	3,3	87,1	1,7	0,0	0,6	0,5	0,1	2,9
40	1	23,1	0,2	8,5	6,4	1,5	39,6	0,7	0,0	0,3	0,2	0,0	1,2
<i>Итого</i>			20 699,3	191,1	7 596,4	5 697,3	1 348,5	35 532,5	7 625,3	70,4	2 798,4	2 098,8	496,8

Расчет интегральных затрат, млн. руб.

t, лет	10%			20%		
	З _{пер}	З _{пост}	З _{инт}	З _{пер}	З _{пост}	З _{инт}
1	0,0	967,8	968	0,0	887,1	887
2	0,0	1 231,7	1 232	0,0	1 035,0	1 035,0
3	0,0	1 679,6	1 679,6	0,0	1 293,7	1 293,7
4	713,3	2 183,5	2 896,8	503,6	1 541,7	2 045,3
5	1 296,9	2 581,9	3 878,7	839,4	1 473,6	2 313,0
6	1 768,4	1 281,7	3 050,1	1 049,2	760,6	1 809,8
7	1 607,7	1 152,1	2 759,7	874,3	626,6	1 500,9
8	1 461,5	1 047,3	2 508,9	728,6	522,1	1 250,7
9	1 328,7	952,1	2 280,8	607,2	435,1	1 042,3
10	1 207,9	865,6	2 073,4	506,0	362,6	868,6
11	1 098,1	786,9	1 884,9	421,7	302,2	723,8
12	998,2	715,3	1 713,6	351,4	251,8	603,2
13	907,5	650,3	1 557,8	292,8	209,8	502,6
14	825,0	591,2	1 416,2	244,0	174,9	418,9
...
37	92,1	66,0	158,1	3,6	2,6	6,3
38	83,7	74,2	158,0	3,0	2,7	5,7
39	50,7	49,3	100,0	1,7	1,2	2,9
40	23,0	28,2	51,3	0,7	0,5	1,2
<i>Итого</i>	20 699,3	22 090,6	42 789,9	7 625,3	10 743,1	18 368,4
	З _{и уд} , руб./(кВт·ч)		0,087 7			0,037 7

Расчет интегрального эффекта

t, лет	W, млн. кВт ч	Отпускная цена э/э, руб./((кВт·ч)	Доход, млн.руб.		Д-З _и , млн. руб.		Э _и , млн. руб.	
			10%	20%	10%	20%	10%	20%
1	0	0	0	0	-967,8	-887,1	-968	-887
2	0	0	0	0	-1 231,7	-1 035,0	-2 200	-1 922
3	0	0	0	0	-1 679,6	-1 293,7	-3 879	-3 216
4	4 645,2	0,6	1 903,6	1 344,0	-993,1	-701,2	-4 872	-3 917
5	9 290,4	0,6	3 461,1	2 240,1	-417,6	-72,8	-5 290	-3 990
6	13 935,6	0,6	4 719,7	2 800,2	1 669,7	990,4	-3 620	-2 999
7	13 935,6	0,6	4 290,6	2 333,5	1 531,0	832,6	-2 089	-2 167
8	13 935,6	0,6	3 900,6	1 944,5	1 391,8	693,8	-697	-1473
9	13 935,6	0,6	3 546,0	1 620,4	1 265,2	578,2	568	-895
10	13 935,6	0,6	3 223,6	1 350,4	1 150,2	481,8	1 718	-413
11	13 935,6	0,6	2 930,6	1 125,3	1 045,7	401,5	2 764	-11
12	13 935,6	0,6	2 664,1	937,7	950,6	334,6	3 714	323
13	13 935,6	0,6	2 421,9	781,4	864,2	278,8	4 578	602
...
37	13 935,6	0,6	245,8	9,8	87,7	3,5	12 343	1 979
38	13 935,6	0,6	223,5	8,1	65,5	2,4	12 408	1 981
39	9 290,4	0,6	135,4	4,5	35,4	1,2	12 444	1 982
40	4 645,2	0,6	61,5	1,8	10,2	0,3	12 454	1 983

Результаты расчетов

Показатель	Вариант 4.2(г) (3×ПГУ-790)	
	10%	20%
1. Переменные издержки, млн.руб.	20 699,3	7 625,2
2. Удельные переменные издержки, млн.руб./ (МВт·ч)	26,20	9,65
3. Постоянные издержки, млн.руб.	22 090,5	10 743,1
4. Удельные постоянные издержки, млн.руб./ (МВт·ч)	27,9	13,5
5. Интегральные затраты, млн.руб.	42 789,9	18 368,4
6. Удельные интегральные затраты, млн.руб./ (МВт·ч)	54,1	23,2
7. Себестоимость электроэнергии, руб./ (кВт·ч)	0,39	
8. Капиталовложения, млн.руб.	7 257,3	5 278,8
9. Удельные капиталовложения, млн.руб./ (МВт·ч)	9,1	6,6
10. Интегральный эффект, млн. руб.	12 454	1 983
11. Внутренняя норма доходности, %	25,3	
12. Срок окупаемости, годы	8,6	11,0
13. Макс.денежный отток, млн.руб.	5 290	3 917
14. Норма безубыточности, млн. кВт·ч	5 983,8	5 983,8

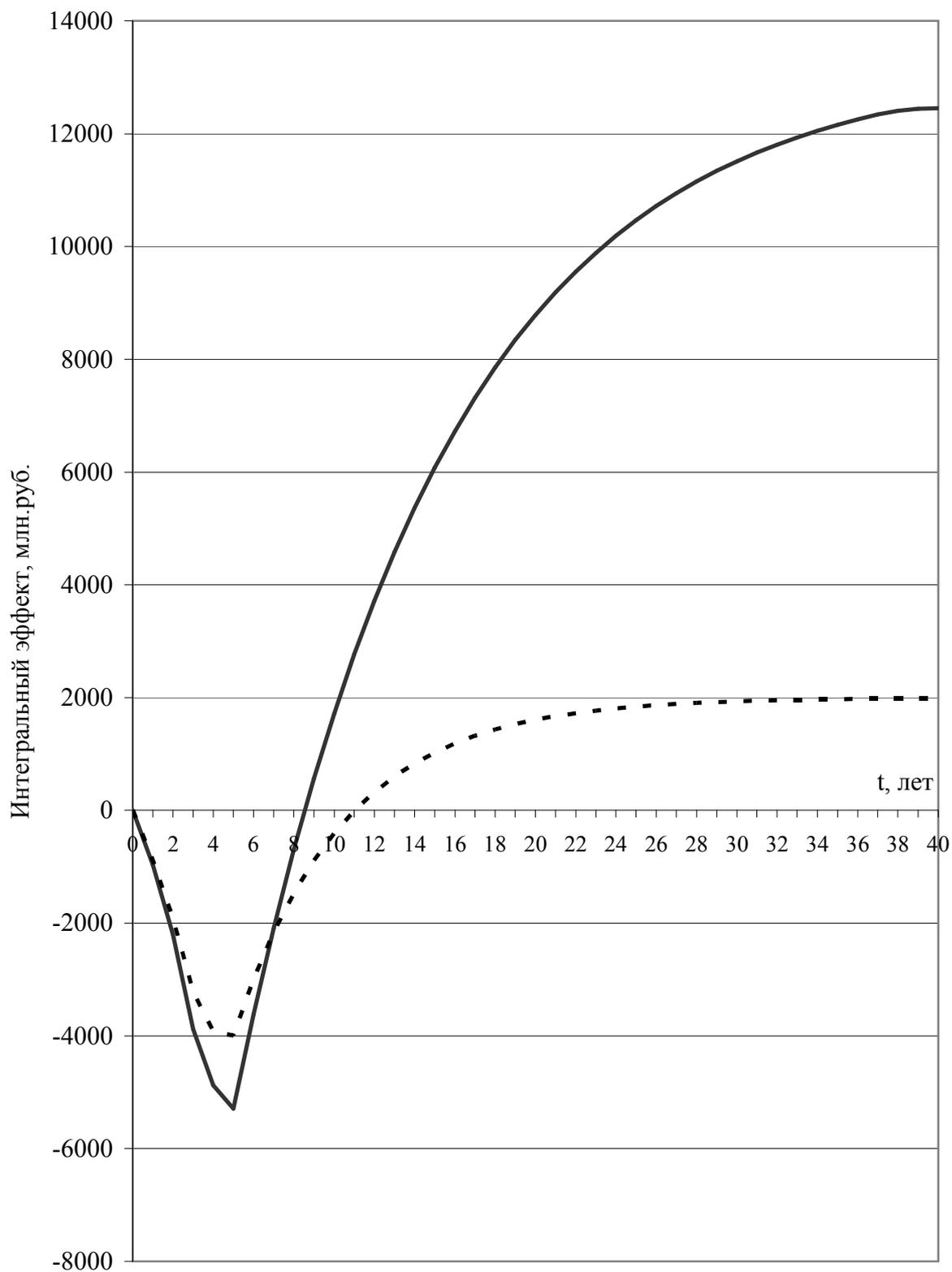


Рис. П.5.1. Финансовый профиль проекта 4.2. (г) (3*ПГУ-790):

— - норма дисконта 10%; - - - -20%

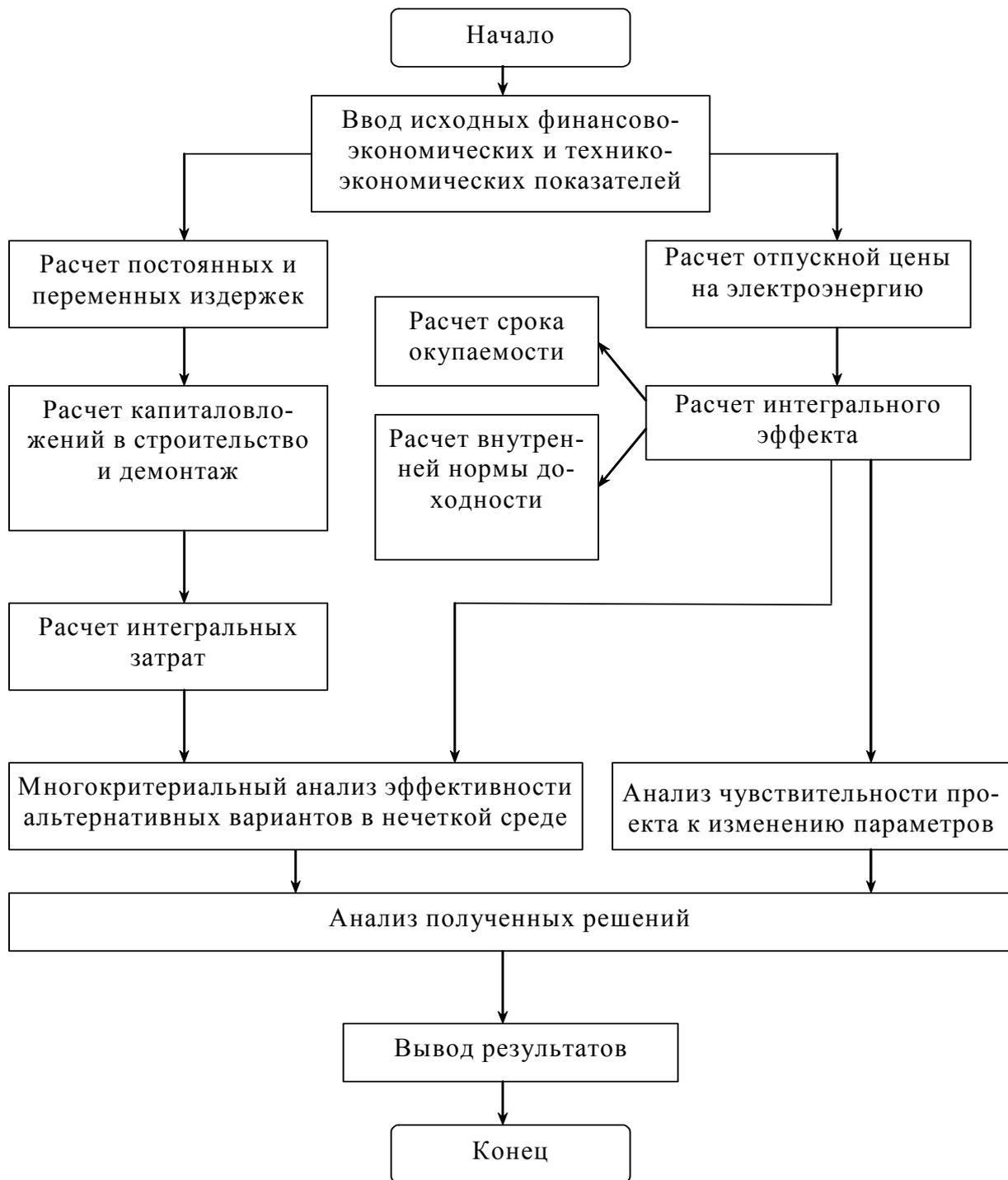


Рис. П.5.2. Алгоритм оценки эффективности вариантов технического перевооружения ТЭС

Таблица П.5.9

Оценки критериев по альтернативным вариантам

Критерии (подкритерии)	Альтернативные варианты			
	1	2	3	4
<i>1. Энергетический</i>				
1.1. Удельный расход топлива, гут/кВтч	360±36	330±33	245±24,5	245±24,5
1.2. Коэффициент готовности, %	79±7,9	77±7,7	80±8	83±8,3
1.3. Выработка электрической энергии на начальном этапе, млрд.кВт ч	5,5±0,55	5,4±0,54	5,75±0,58	5,85±0,59
1.4. Срок службы, лет	15±1,5	25±2,5	25±2,5	30±3
<i>2. Экологический</i>				
2.1. Удельные выбросы окислов азота, г/МДж	125±12,5	145±14,5	92±9,2	96±9,6
2.2. Цена условного выброса, долл./у.т.	3,3±0,33	3,8±0,38	2,3±0,23	2,3±0,23
2.3. Удельная плата за земельные ресурсы, тыс. долл./га	0	0	6±0,6	6±0,6
2.4. Потребность в земле, га	0	0	100±10	200±20
<i>3. Экономический</i>				
3.1. Удельные капиталовложения, долл./кВт	270±27	800±80	490±49	550±55
3.2. Себестоимость, долл.*10 ⁻³ /кВт ч	8,9±0,8	6,8±0,6	5,4±0,5	5,7±0,5
3.2. Интегральный эффект, долл.*10 ⁻³ /кВт ч	25±2,5	22±2,2	24±2,4	33±3,3
3.3. Интегральные затраты, долл.*10 ⁻³ /кВт ч	11,4±1,14	23,2±2,32	14,6±1,46	18,6±1,86

Результаты многокритериального анализа вариантов развития ТЭС

Веса критериев, %															Степени недоминируемости альтернативных вариантов			
1. Энергетический в т.ч. по подкритериям					2. Экологический в т.ч. по подкритериям					3. Экономический в т.ч. по подкритериям					1	2	3	4
Всего	1.1.	1.2.	1.3.	1.4.	Всего	1.1.	1.2.	1.3.	1.4.	Всего	1.1.	1.2.	1.3.	1.4.				
0	0	0	0	0	50	12,5	13	12,5	12,5	50	12,5	12,5	13	12,5	0,76	0,69	1	0,69
25	6,25	6,25	6,3	6,3	37,5	9,38	9,4	9,38	9,38	37,5	9,38	9,38	9,4	9,38	0,81	0,76	1	0,79
50	12,5	12,5	13	13	25	6,25	6,3	6,25	6,25	25	6,25	6,25	6,3	6,25	0,78	0,75	1	0,83
75	18,8	18,8	19	19	12,5	3,13	3,1	3,13	3,13	12,5	3,13	3,13	3,1	3,13	0,76	0,79	1	0,92
100	25	25	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,73	0,81	0,99	0,96
50	12,5	12,5	13	13	0	0	0	0	0	50	12,5	12,5	13	12,5	0,91	0,89	1	0,78
37,5	9,38	9,38	9,4	9,4	25	6,25	6,3	6,25	6,25	37,5	9,38	9,38	9,4	9,38	0,81	0,77	1	0,79
25	6,25	6,25	6,3	6,3	50	12,5	13	12,5	12,5	25	6,25	6,25	6,3	6,25	0,66	0,70	1	0,78
12,5	3,13	3,13	3,1	3,1	75	18,8	19	18,8	18,8	12,5	3,13	3,13	3,1	3,13	0,4	0,62	0,95	0,75
0	0	0	0	0	100	25	25	25	25	0	0	0	0	0	0,3	0,49	0,92	0,74
50	12,5	12,5	13	13	50	12,5	13	12,5	12,5	0	0	0	0	0	0,56	0,64	1	0,84
37,5	9,38	9,38	9,4	9,4	37,5	9,38	9,4	9,38	9,38	25	6,25	6,25	6,3	6,25	0,75	0,72	1	0,82
25	6,25	6,25	6,3	6,3	25	6,25	6,3	6,25	6,25	50	12,5	12,5	13	12,5	0,85	0,79	1	0,76
12,5	3,13	3,13	3,1	3,1	12,5	3,13	3,1	3,13	3,13	75	18,8	18,8	19	18,8	0,99	0,84	0,99	0,67
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	25	25	25	25	1	0,74	0,98	0,45

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

**Методические аспекты многокритериального анализа вариантов развития
ТЭС в нечеткой среде**

При решении задач в нечеткой среде считается, что множество альтернатив X и множество критериев K являются четкими (обычными) и конечными, а критериальные оценки альтернатив – нечеткими подмножествами универсальных множеств оценок, представляющих собой формализацию нечеткого понятия «значение оценки альтернативы близко к a ». Разработанный алгоритм многокритериального анализа основывается на следующих условиях: пусть задано n альтернатив и выбор необходимо осуществить по m критериям. Оценки альтернатив по критериям задаются значением (a), доверительным интервалом (d) и граничным значением функции принадлежности (γ).

Нечеткое значение оценки описывается функцией принадлежности вида [43, 45, 106, 136]:

$$f(x) = \exp(b(x - c)^2). \quad (\text{П.6.1})$$

Коэффициенты функции определяются из условий

$$f(a) = 1, \quad f(a \pm d) = \gamma, \quad (\text{П.6.2})$$

где γ – значение функции принадлежности на границах интервала.

На основании этой информации по всем критериям находятся бинарные нечеткие отношения предпочтения, которые ввиду конечности множества альтернатив можно записать в виде квадратной матрицы.

Значения элементов матрицы нечеткого отношения предпочтения рассчитываются по формуле

$$r_{ij}^k = \sup_{x_i, x_j \in X} \left[\min \left\{ \mu_i^k(x_i), \mu_j^k(x_j), \mu_R^k(x_i, x_j) \right\} \right], \quad (\text{П.6.3})$$

где $\mu_i^k(x_i), \mu_j^k(x_j)$ – функции принадлежности оценок i -й и j -й альтернатив по критерию k ; $\mu_R^k(x_i, x_j)$ – значение функции принадлежности отношения предпочтения для i -й и j -й альтернатив, заданное на множестве оценок по k -му критерию.

В задачах энергетики обычно отношение предпочтения можно привести к обычному порядку (\leq), тогда формула (П.6.3) принимает вид

$$r_{ij}^k = \sup_{\substack{x_i, x_j \in X \\ x_i \geq x_j}} \left[\min \left\{ \mu^k(x_i), \mu^k(x_j) \right\} \right]. \quad (\text{П.6.4})$$

Из формулы (П.6.4) следует, что если максимум функции принадлежности i -й альтернативы находится правее, то $r_{ij}^k = 1$, в противном случае $r_{ij}^k = \mu_i^k(x_{\text{э}})$, где $x_{\text{э}}$ – абсцисса точки пересечения функций принадлежности рассматриваемых альтернатив.

Таким образом, будут получены матрицы нечетких отношений предпочтения по всем критериям:

$$\mu_R(x, y) = \begin{vmatrix} 1 & \mu_R(x_1, x_2) & \cdots & \mu_R(x_1, x_n) \\ \mu_R(x_2, x_1) & 1 & \cdots & \mu_R(x_2, x_n) \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \mu_R(x_m, x_1) & \mu_R(x_m, x_2) & \cdots & 1 \end{vmatrix} \quad (\text{П.6.5})$$

На основании этих отношений можно получить оценки недоминируемости рассматриваемых альтернатив. Для этого целесообразно использовать алгоритм, состоящий из следующих этапов [45, 106]:

1. Строятся нечеткие отношения предпочтения (F) и взвешенного объединения (Q) исходных отношений предпочтения, определяющие множество эффективных альтернатив и ранжировку альтернатив в этом множестве соответственно

$$\mu_F(x, y) = \min \{ \mu_1(x, y), \dots, \mu_m(x, y) \} \quad (\text{П.6.6})$$

$$\mu_Q(x, y) = \sum_{j=1}^m \lambda_j \mu_j(x, y), \quad (\text{П.6.7})$$

где λ_j – оценка важности критерия j , $\lambda_j \in [0, 1]$.

2. Определяются нечеткие подмножества недоминируемых альтернатив в указанных множествах:

$$\mu_F^{\text{НД}}(x) = 1 - \sup_{y \in X} [\mu_F(y, x) - \mu_F(x, y)], \quad (\text{П.6.8})$$

$$\mu_Q^{\text{НД}}(x) = 1 - \sup_{y \in X} [\mu_Q(y, x) - \mu_Q(x, y)]. \quad (\text{П.6.9})$$

3. Находится пересечение множеств $\mu_F^{\text{НД}}(x)$ и $\mu_Q^{\text{НД}}(x)$:

$$\mu^{\text{НД}}(x) = \min\{\mu_F^{\text{НД}}(x), \mu_Q^{\text{НД}}(x)\}. \quad (\text{П.6.10})$$

4. Рациональным считаются выборы альтернатив из множества:

$$X^{\text{НД}} = \left\{ \mu_{\text{НД}}(x) = \sup_{x' \in X} [\mu^{\text{НД}}(x')] \right\}. \quad (\text{П.6.11})$$

Таким образом, решением задачи будет являться альтернатива с максимальной степенью недоминируемости.

Поставленная задача решалась при условии, что критерии имеют различную важность.

Для сравнения альтернативных вариантов необходимо рассчитать коэффициенты функции принадлежности (П.6.1) по условию ограниченности ее значений (П.6.2):

$$\exp(b(a - c)^2) = 1. \quad (\text{П.6.12})$$

Решая уравнение (П.6.12) при $b \neq 0$, получаем $c = a$, где $a = (p_1 + p_2)/2$ – середина интервала неопределенности оценки по критерию (рис. П.6.1).

Для определения кривизны функции принадлежности запишем ее значение на конце интервала неопределенности в виде

$$f(p) = \exp(b \cdot (p - c)^2) = \alpha, \quad (\text{П.6.13})$$

откуда получаем коэффициент b :

$$b = \frac{\ln \alpha}{(p - c)^2}. \quad (\text{П.6.14})$$

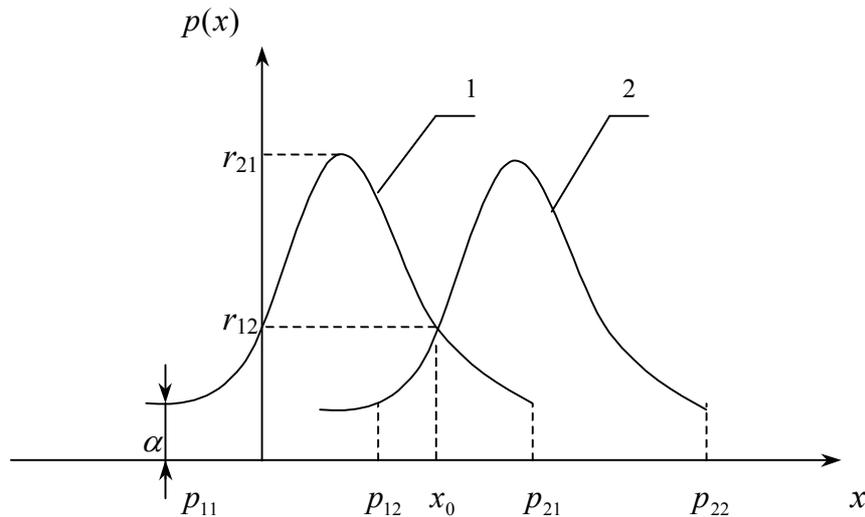


Рис. П.6.1. Определение значения бинарного отношения предпочтения для альтернатив 1 и 2

Далее задается значение функции принадлежности на конце интервала неопределенности $\alpha = 0,05$ и рассчитываем значения коэффициентов по всем критериям для всех альтернатив.

Из формулы (П.6.9) следует, что значение элемента бинарного отношения предпочтения при сравнении i -й альтернативы с j -й определяется как значение функции принадлежности в точке пересечения при $a_i < a_j$ и 1 при $a_i \geq a_j$.

Таким образом, аргумент для расчета элемента бинарного отношения предпочтения (x_0) рассчитывается из уравнения

$$e^{b_1(x_0 - c_1)^2} = e^{b_2(x_0 - c_2)^2}, \quad (\text{П.6.15})$$

$$(b_1 - b_2)x_0^2 - 2(b_1c_1 - b_2c_2)x_0 + (b_1c_1^2 - b_2c_2^2) = 0. \quad (\text{П.6.16})$$

Из полученного выражения (П.6.16) определим дискриминант:

$$D = 4 \cdot (b_1c_1 - b_2c_2)^2 - 4 \cdot (b_1 - b_2)(b_1c_1^2 - b_2c_2^2) = 4b_1b_2(c_1 - c_2)^2. \quad (\text{П.6.17})$$

Далее находим корни уравнения:

$$x_0^{1,2} = \frac{(b_1c_1 - b_2c_2) \pm (c_1 - c_2)\sqrt{b_1b_2}}{b_1 - b_2}. \quad (\text{П.6.18})$$

В результате получаем правило расчета бинарного отношения предпочтения:

$$r_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{при } c_i \geq c_j, \\ e^{b_1 \cdot \left[\frac{(b_1 c_1 - b_2 c_2) + (c_1 - c_2) \cdot \sqrt{b_1 b_2}}{b_1 - b_2} - c_1 \right]^2} & \text{при } c_i < c_j. \end{cases} \quad (\text{П.6.19})$$

После расчета бинарных отношений предпочтения по обоим критериям определены пересечения этих бинарных отношений предпочтений (F) и взвешенное объединение (Q), что дало возможность определить оценки недоминируемости вариантов.

Научное издание



Домников Алексей Юрьевич
Домникова Людмила Витальевна

**УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ РЕГИОНАЛЬНОЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ
ЭКОНОМИЧЕСКИХ ДИСБАЛАНСОВ**

Монография

Научный редактор: проф., доктор экономических наук М.Я. Ходоровский
Рекомендовано Научно-методическим советом департамента
«Научно-образовательный центр - ИНЖЭК» ФГАОУ ВО УрФУ

ISBN 978-5-8295-0444-3

Разрешено к публикации 10.11.2017

Редактор И.В. Коршунова
Компьютерный набор А.Ю. Домникова

Подписано к печати 20.11.2017 Формат 60×90 ¹/₁₆

Бумага типографская. Печать офсетная.
Уч.-изд. л. 18,32. Усл. печ. л. 20,87
Тираж 300 экз. Заказ 178. Цена «С»

ООО «Издательство УМЦ УПИ»
620002, Екатеринбург, ул. Гагарина, 35/а