

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

На правах рукописи

Лисин Евгений Михайлович

**МЕТОДОЛОГИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ  
ПРИ МНОГОУРОВНЕВОМ УПРАВЛЕНИИ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫМИ  
ОБЩЕЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ**

Диссертация на соискание ученой степени  
доктора экономических наук

Специальность 08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством  
(экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами –  
промышленность)

Научный консультант –  
доктор технических наук,  
профессор Рогалев Н.Д.

МОСКВА 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение .....</b>	<b>7</b>
<b>Глава 1 Общая характеристика общеэнергетической системы региона: методологические вопросы исследования, современное состояние и научно-практические проблемы управления в рыночных условиях .....</b>	<b>23</b>
1.1 Энергетика как объект системных исследований. Структура систем энергетики, их свойства и тенденции развития.....	23
1.1.1 Исходные положения и содержание системных исследований в энергетике.....	23
1.1.2 Структура и свойства общеэнергетических систем.....	28
1.1.3 Общие тенденции развития общеэнергетических систем.....	34
1.2 Методология исследования общеэнергетических систем территориально-административных образований.....	41
1.2.1 Характеристика общеэнергетической системы территориально-административного образования.....	41
1.2.2 Разработка методологического подхода к типизации общеэнергетических систем территориально-административных образований .....	44
1.3 Современное состояние и стратегии развития общеэнергетических систем территориальных образований .....	49
1.3.1 Анализ современной территориальной организации энергетического комплекса .....	49
1.3.2 Проведение типологизации общеэнергетических систем на региональном уровне ....	57
1.3.3 Анализ региональных стратегий развития общеэнергетических систем .....	61
1.4 Проблемы обеспечения энергетической безопасности на уровне территориальных общеэнергетических систем в рыночных условиях .....	67
1.4.1 Проблематика и понятийный аппарат энергетической безопасности .....	67
1.4.2 Современные угрозы территориальной энергетической безопасности.....	70
1.4.3 Методологические аспекты проблем управления развитием общеэнергетических систем территориальных образований с позиции обеспечения требований энергетической безопасности .....	78
Выводы по Главе 1 .....	82
<b>Глава 2 Исследование влияния производственной структуры общеэнергетической системы и рыночных правил ее функционирования на энергетическую безопасность территориально-административного образования .....</b>	<b>86</b>

2.1 Разработка модели многокритериальной оценки необходимого уровня энергетической безопасности территориально-административного образования.....	86
2.2 Исследование влияния структуры производственных мощностей, состава и вида технологий производства энергетической продукции на энергетическую безопасность .....	93
2.2.1 Анализ видов производственных мощностей и технологий производства энергетической продукции.....	93
2.2.2 Разработка модели оценки влияния производственной структуры энергосистемы на энергетическую безопасность.....	102
2.3 Исследование влияния рыночной структуры и правил формирования стоимости энергетической продукции на энергетическую безопасность.....	110
2.3.1 Анализ механизмов ценообразования на рынках электрической и тепловой энергии .....	110
2.3.2 Разработка модели оценки влияния рыночных механизмов ценообразования на энергетическую безопасность.....	130
2.4 Предложение структурно-организационных и производственно-технологических решений повышения уровня энергетической безопасности территориально-административных образований .....	137
2.4.1 Особенности комбинированного производства энергетической продукции и его роль в обеспечении энергетической безопасности на территориальном уровне .....	137
2.4.2 Структурно-организационные и производственно-технологические решения повышения эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях.....	149
Выводы по Главе 2 .....	170
<b>Глава 3 Моделирование общенергетической системы и разработка подходов к прогнозированию изменения ее балансовой структуры при различных сценариях развития энергорынков .....</b>	<b>173</b>
3.1 Обзор методов экономико-математического моделирования энергетических систем.....	173
3.1.1 Структурно-функциональные и стоимостные методы моделирования .....	173
3.1.2 Методы экономико-математического прогнозирования и планирования.....	181
3.2 Моделирование системы топливообеспечения территориально-административного образования.....	189
3.2.1 Структура и взаимозаменяемость топливно-энергетических ресурсов .....	189
3.2.2 Модели и методы ценообразования на рынках топливно-энергетических ресурсов.	193

3.2.3 Разработка прогнозной экономико-математической модели системы топливообеспечения при различных методах ценообразования на энергоресурсы.....	200
3.3 Моделирование системы теплоснабжения территориально-административного образования.....	214
3.3.1 Анализ организации и направлений развития систем теплоснабжения территориально-административных образований .....	214
3.3.2 Разработка прогнозной экономико-математической модели системы теплоснабжения при различных методах ценообразования на тепловую энергию .....	222
3.4 Моделирование общеэнергетической системы территориально-административного образования.....	233
3.4.1 Анализ организации и направлений развития систем электроснабжения территориально-административных образований .....	233
3.4.2 Разработка прогнозной экономико-математической модели общеэнергетической системы с различной производственной структурой .....	244
3.4.3 Разработка подхода к оценке системного эффекта от мероприятий по повышению эффективности комбинированного производства в рыночных условиях .....	252
Выводы по Главе 3 .....	260
<b>Глава 4 Моделирование системы управления развитием общеэнергетической системы и разработка подхода к согласованию управленческих решений на различных организационных уровнях .....</b>	<b>264</b>
4.1 Организация модельного исследования систем управления .....	264
4.1.1 Методы модельного исследования систем управления .....	264
4.1.2 Теоретико-игровые модели принятия управленческих решений.....	272
4.2 Моделирование системы управления развитием общеэнергетической системы территориально-административного образования в рыночных условиях .....	277
4.2.1 Механизмы управления развитием энергосистем на различных организационных уровнях .....	277
4.2.2 Разработка многоуровневой модели управления развитием общеэнергетической системы на территориальном уровне .....	285
4.3 Согласование управления развитием общеэнергетической системы территориально-административного образования на различных организационных уровнях.....	297
4.3.1 Разработка модели анализа рассогласования управления развитием общеэнергетической системы территориального образования.....	297

4.3.2	Разработка теоретико-игровой модели согласованной оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы .....	302
4.4	Программная реализация теоретико-игровой оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы .....	309
	Выводы по Главе 4 .....	322
<b>Глава 5</b>	<b>Формирование методологии обеспечения энергетической безопасности на основе согласованного многоуровневого управления развитием общеэнергетической системы и механизма ее реализации .....</b>	<b>325</b>
5.1	Формирование методологического подхода к обеспечению энергетической безопасности на основе согласованного многоуровневого управления развитием территориальной общеэнергетической системы .....	325
5.2	Формирование механизма согласованного управления развитием общеэнергетической системы в рыночных условиях на территориальном уровне .....	329
5.2.1	Выбор формы государственно-частного партнерства реализации проектов структурно-технологической модернизации общеэнергетической системы.....	329
5.2.2	Формирование механизма согласованного управления развитием энергосистемы на основе технологических платформ .....	336
5.3	Проведение апробации методологии согласованного многоуровневого управления развитием территориальной общеэнергетической системы и механизма ее реализации.....	343
5.3.1	Выбор экономического региона для модельного исследования и апробации методологии.....	343
5.3.2	Исследование общеэнергетической системы региона с позиции обеспечения требований энергетической безопасности.....	351
5.3.3	Научно-методическое обоснование выбора направления развития общеэнергетической системы региона с позиции критерия согласованного управления..	358
5.3.4	Совершенствование энергетической стратегии региона и формирование механизма ее реализации .....	372
	Выводы по Главе 5 .....	379
	<b>Заключение.....</b>	<b>382</b>
	<b>Список принятых сокращений.....</b>	<b>385</b>
	<b>Условные обозначения .....</b>	<b>387</b>
	<b>Список литературы .....</b>	<b>389</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.....</b>	<b>418</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....</b>	<b>421</b>

<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В</b> .....	<b>423</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г</b> .....	<b>424</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д</b> .....	<b>428</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Е</b> .....	<b>429</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Ж</b> .....	<b>430</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ И</b> .....	<b>431</b>

## Введение

### Актуальность работы

Вопросы исследования энергетической безопасности и разработки эффективных механизмов ее обеспечения на территориальном уровне государственного управления являются одними из наиболее востребованных на сегодняшний день. Это обусловлено как достигнутым уровнем экономического развития, при котором энергетическая сфера оказывает ключевое влияние на составляющие экономики страны, так и возросшей неопределенностью в принятии управленческих решений, вызванной объективными тенденциями изменения условий функционирования энергетического комплекса.

Энергетическая безопасность является неотъемлемой частью экономической и национальной безопасности страны и определяет состояние защищенности экономики и потребителей от внешних и внутренних угроз нарушения стабильного топливо- и энергоснабжения. В рыночных условиях данное состояние достигается путем обеспечения бездефицитности ресурсоснабжения, потребительской доступности энергетической продукции и экономической рентабельности ее производства, а также наличием технологий, обеспечивающих надежное и эффективное функционирование энергетических объектов при существующих экологических ограничениях. Другими словами, энергетическая безопасность характеризуется ресурсной достаточностью, экономической доступностью, экологической и технологической допустимостью.

В Доктрине энергетической безопасности России выделяются внутренние экономические, социально-политические, техногенные, природные, внешнеэкономические и внешнеполитические угрозы надежному и непрерывному энергоснабжению потребителей. Среди данных угроз особое место занимают угрозы энергобезопасности, вызванные изменением топливно-энергетического баланса, структуры производства и энергопотребления. На современном этапе развития экономики и энергетики страны они определяются такими объективными процессами, как глобализация энергетики и вызванное ею объединение энергетических рынков, продолжающаяся либерализация и реструктуризация отраслей энергетики, изменение структуры энергопотребления в сторону снижения доли промышленного комплекса.

Глобализация энергетики и объединение энергорынков повышает значимость исследований развития энергосистем на территориальном уровне ввиду изменения производства, распределения и потребления энергии в условиях интеграции, оказывающего

существенное влияние на стабильность местного энергоснабжения. Либерализация энергетических рынков приводит к необходимости совершенствования методологии управления развитием энергосистем на основе определения рационального сочетания рыночных механизмов и государственного регулирования при возрастающей неопределенности условий функционирования энергетического комплекса. Изменение структуры энергопотребления вызывает потребность в повышении эффективности функционирования энергосистем путем оптимизации состава и структуры производственных мощностей энергетических объектов. Ввиду комплексного характера вышеперечисленных актуальных задач для их решения необходимо применять системный подход к организации исследования.

В системном аспекте энергетический комплекс рассматривается как общеэнергетическая система, представляющая собой совокупность иерархически связанных систем топливообеспечения, тепло- и электроснабжения, на которую оказывают воздействие крупные угрозы различного рода, представляющие опасность для дестабилизации энергоснабжения народного хозяйства. На территориальном уровне общеэнергетическая система объединяет объекты топливообеспечения, электростанции, котельные, предприятия электрических и тепловых сетей в рамках совместного решения задачи бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией и теплом в границах территориально-административного образования. Территориально-административные образования представляют собой крупные населенные пункты и промышленные узлы, субъекты страны (регионы) и их территориальные объединения (макрорегионы, экономические районы), характеризующиеся сильными технологическими и экономическими связями, а также наличием функций административного управления согласно территориальной структуре государственной власти.

Энергобезопасность страны достигается путем обеспечения управляемости общеэнергетических систем ее территориально-административных образований. В современных исследованиях территориальных энергосистем отмечается, что на сегодняшний день существует значительный уровень угрозы нарушения стабильного энергоснабжения в более чем 75% регионов, что связано с доминированием одного ресурса в топливно-энергетическом балансе, износом основных производственных фондов и их непригодностью к эффективной работе в условиях рынка, энергорасточительностью региональных экономик. Во многом данные проблемы обеспечения энергобезопасности связаны с низким качеством управления развитием энергосистем на территориальном уровне, в том числе, ввиду усложнения системы управления и состава субъектов, принимающих решения, вызванной процессами глобализации и либерализации энергетики.



Продолжающиеся процессы глобализации и либерализации энергетики приводят к усложнению системы управления и состава субъектов, принимающих решения, что повышает требования к управляемости общеэнергетических систем, особенно в аспекте управления их развитием.

Порождаемый рынком конфликт интересов, выраженный в различии представлений об эффективности энергетического хозяйства на различных уровнях управления, приводит к рассогласованию системы управления территориальной общеэнергетической системой. В то время как критерием эффективности энергосистемы со стороны государства является экономичность ее эксплуатации при обеспечении заданного уровня надежности, критерием со стороны энергопредприятий является прибыльность, то есть возможность извлечения дохода от использования объектов энергосистемы в различных торговых секторах энергорынков, в том числе, с применением рыночной силы. Соответственно, стратегии данных субъектов управления развитием энергосистемы могут нести как кооперативный, так и антагонистический характер.

Не учет фактора несогласованности критериев управления при формировании энергетической стратегии развития энергетического комплекса территориального образования органами государственного и муниципального управления приводит к тому, что обозначенные в энергетической стратегии мероприятия по повышению энергетической безопасности не выполняются на уровне энергопредприятий или являются для них нереализуемыми в текущих рыночных условиях функционирования. Другими словами, несмотря на то, что энергетическая стратегия является ключевым документом территориального стратегического планирования, она лишается способности нести в себе управленческие функции и фактически превращается в рамочный документ. Это создает предпосылки не только для отклонения развития общеэнергетической системы от научно-обоснованных направлений, заложенных в энергетической стратегии, но и формирования совершенно других векторов ее эволюции, вызванных неизученными причинными связями, что порождает дополнительную угрозу энергетической безопасности.

Для обеспечения энергетической безопасности в условиях возрастающей рыночной неопределенности, вызванной глобализацией и либерализацией энергетики, необходимо разрабатывать методологию обеспечения энергетической безопасности на основе организации согласованного управления развитием общеэнергетической системы территориально-административного образования, учитывающую интересы, как государства, так и энергопредприятий на различных организационных уровнях управления. Основным согласующим критерием должно являться достижение экономически обоснованного уровня

энергетической безопасности, требующего создания методов оценки. Также особое внимание необходимо уделить разработке методов исследования актуальных структурно-организационных и производственно-технологических решений модернизации общеэнергетической системы, способствующих повышению уровня энергетической безопасности территориальных образований при различных сценарных условиях. Существующие инструменты государственного управления территориальной энергетикой в рыночных условиях не позволяют в полной мере использовать производственный потенциал и стимулы развития территориальных энергетических предприятий, что приводит к значительным издержкам в процессе управления и недостижению целей государственной энергетической политики.

### **Степень разработанности проблемы**

Проблемами исследования состояния общеэнергетических систем, их устойчивости к внешним и внутренним факторам, определяющим изменение условий функционирования энергетического хозяйства, а также вопросами повышения эффективности и управляемости энергосистем с целью обеспечения энергетической безопасности на различных территориальных уровнях занимались многие исследователи как технических, так и экономических специальностей, что говорит о междисциплинарном характере работы и повышенной значимости для экономики и общества научных результатов в данной области знаний.

Проблемам организации системных исследований и оценки состояния энергосистем посвящены работы Мелентьева Л.А., Макарова А.А., Беляева Л.С., Воропая Н.И., Руденко Ю.Н., Ковалева Г.Ф., Санеева Б.Г., Папкова Б.В., Бушуева В.В., Быка Ф.Л., Козлякова В.В., Савина Н.В., Исмаилова С.Э., Лебедева В.М. и др.

Интеграционные процессы в энергетике, образование и эффективное управление объединенными энергосистемами и механизмы согласования интересов субъектов энергетики на различных уровнях изучаются в работах Подковальникова С.В., Аюева Б.И., Малышева Е.А., Катренко В.С., Новикова Н.Л. и др.

Проблемы повышения эффективности энергосистем и обеспечения энергетической безопасности рассматриваются в работах Григорьева Л.М., Кузовкина А.И., Поддубных Л.Ф., Николаева Ю.Е., Сендерова С.М., Малышева Е.А., Кокова А.Ч., Рясина В.И., Михайлова С.А., Литвак В.В., Афолина А.М., Кудрина Б.И. и др.

Вопросами экономико-математического моделирования функционирования энергосистем занимались отечественные и зарубежные ученые, среди которых можно выделить

работы Тесфатшен Л., Илич М.Д., Макала С.М., Часина Д.П., Черткова М., Клер А.М., Стенникова В.А., Веникова В.А., Симанкова В.С., Карпович А.И., Кумаритова А.М. и др.

Исследованию рыночных структур, моделированию и оптимизации рынков энергетической продукции особое внимание уделяется в трудах Воробей Л.В., Михайлова В.И., Чернавского С.Я., Лебедевой Т.И., Синютина П.А., Шевкоплясова П.М.

Технико-экономическому исследованию производственных технологий в энергетической отрасли и вопросам прогнозирования их развития в рыночных условиях посвящены работы Филиппова С.П., Каганович Б.М., Тюрина Э.А., Щинникова П.А., Косматова Э.М., Таирова Э.А., Домниковой А.Ю., Козлякова В.В., Николаева Ю.Е.

Вопросы управления структурно-технологической модернизацией энергетического хозяйства разбираются в трудах Некрасова А.С., Веселова Ф.В., Стенникова В.А., Гительмана Л.Д., Кузовкина А.И., Волконского В.А., Кудрявого В.В., Дулесова А.С., Кришана З.П., Светлицкого С.Ю., Калашникова В.Д., Синютина П.А., Любимовой Н.Г., Великороссова В.В., Светлицкого С.Ю., Ильковского К.К.

Во многих научных работах отмечается, что обеспечение энергетической безопасности в средне- и долгосрочном периоде в рыночных условиях требует совершенствования системы управления энергетическим хозяйством на территориальном уровне, что, в свою очередь, приводит к необходимости разработки новых инструментов исследования показателей экономической эффективности территориальных общеэнергетических систем, характеризующих их устойчивость и управляемость, а также влияния на них последствий структурно-организационной и производственно-технологической трансформации, вызванных объективными тенденциями изменения внешней и внутренней среды энергетического сектора территориального образования. Особенно данная проблема ярко выражена для территориальных систем комплексного энергоснабжения потребителей, в основе которых лежит технология теплофикации. Ввиду того, что комбинированное производство энергетической продукции слабо приспособлено для энергоснабжения потребителей в конкурентных условиях энергорынков, процессы глобализации и либерализации экономических отношений в энергетике существенно отразились на производственной эффективности территориальных энергосистем. Имеется высокая потребность в разработке и проведении исследования решений, адаптирующих комбинированное производство к рыночным условиям функционирования, определении роли и места теплофикации в территориальных энергосистемах в современных условиях.

На практике повышение управляемости энергетического комплекса достигается за счет процессов объединения энергетических активов, создания и развития вертикально-

интегрированных предприятий, усиливающих влияние государства в энергетическом секторе. С одной стороны, это приводит к реализации масштабных инвестиционных программ и уменьшению транзакционных издержек, с другой стороны, снижает конкуренцию в отрасли, и, как следствие, препятствует инновационному развитию энергетического хозяйства.

До сих пор не решен вопрос выбора показателей, характеризующих управляемость общеэнергетических систем на территориальном уровне. В качестве такого критерия может быть применена оценка достижимости экономически обоснованного уровня энергетической безопасности территориально-административного образования в условиях ресурсных и временных ограничений, позволяющего обеспечить надежное и эффективное функционирование объектов энергетического хозяйства в средне- и долгосрочном периоде с учетом современных угроз энергетической безопасности.

Также недостаточно разработаны механизмы обеспечения состояния энергетической безопасности территориального образования. В качестве одного из механизмов рассматривается структурно-технологическая модернизация энергетического комплекса, обеспечивающая необходимый уровень энергетической безопасности при изменении внешних и внутренних условий функционирования общеэнергетической системы. При этом отсутствует проработанная методология согласования критериев эффективности развития энергосистемы со стороны территориальных органов государственного управления и энергопредприятий, что в рыночных условиях приводит к неэффективности территориальной энергетической политики ввиду слабой заинтересованности предприятий в реализации программы структурно-технологической модернизации энергетического комплекса или изначальной недостижимости условий ее выполнения.

В связи с вышесказанным, еще одной актуальной задачей, требующей проведения комплексных исследований, является научное обоснование выбора направления структурно-технологической модернизации энергетического комплекса в условиях продолжающейся либерализации экономических отношений в отрасли, оказывающей влияние на эффективность его функционирования. В данном случае достижение устойчивого состояния энергетического комплекса необходимо рассматривать с трех сторон:

- через изменение рыночных правил функционирования объектов энергетики с целью повышения эффективности имеющейся производственной структуры,
- путем оптимизации производственной структуры под существующие рыночные правила функционирования энергетического хозяйства,
- с помощью внедрения новых технологий, повышающих эффективность эксплуатации производственных мощностей в рыночных условиях.

В целом можно сделать вывод об актуальности и недостаточной степени разработанности проблемы обеспечения энергетической безопасности с позиции организации управления общеэнергетическими системами территориальных образований на теоретическом, методологическом и методическом уровнях, что и обусловило выбор темы настоящего исследования и определило его цели и задачи.

**Целью работы** является формирование методологии обеспечения энергетической безопасности при многоуровневом управлении структурно-технологической модернизацией общеэнергетической системы территориально-административного образования в условиях глобализации и либерализации энергетики.

В рамках поставленной цели выделено пять основных подцелей с соответствующими им задачами.

**Подцель 1** – предложение методологии исследования общеэнергетических систем территориально-административных образований и выявление методологических аспектов научно-практических проблем управления их развитием с позиции обеспечения энергетической безопасности.

Для достижения этой цели поставлены следующие основные задачи:

- идентифицировать основные признаки общеэнергетических систем территориально-административных образований,
- разработать методологический подход к типизации общеэнергетических систем и сформировать общие тенденции их развития,
- уточнить понятие энергетической безопасности и выявить современные угрозы ее обеспечения на территориальном уровне,
- сформировать основные методологические аспекты проблем управления развитием энергосистем с позиции обеспечения энергобезопасности.

**Подцель 2** – разработка моделей многокритериальной оценки экономически обоснованного уровня энергобезопасности территориально-административного образования и влияния на него производственной структуры и рыночных правил функционирования общеэнергетической системы.

Для достижения этой цели поставлены следующие основные задачи:

- разработать модель многокритериальной оценки экономически обоснованного уровня энергобезопасности,
- разработать модели оценки влияния на энергобезопасность производственной структуры энергосистемы и правил ее функционирования в условиях энергорынка,

- предложить структурно-организационные и производственно-технологические решения повышения эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях.

**Подцель 3** – разработка прогнозных экономико-математических моделей развития территориальной общеэнергетической системы и оценка системных эффектов от мероприятий по повышению эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях.

Для достижения этой цели поставлены следующие основные задачи:

- разработать прогнозную модель развития системы топливообеспечения при различных методах ценообразования на энергоресурсы,
- разработать прогнозную модель развития системы теплоснабжения при различных схемах функционирования рынка тепла,
- разработать прогнозную модель развития общеэнергетической системы при различной ее структуре и ценообразовании в узлах поставки энергии,
- предложить алгоритм оценки системных эффектов от повышения эффективности комбинированной выработки энергетической продукции.

**Подцель 4** – разработка многоуровневой модели управления развитием территориальной общеэнергетической системы и проведение теоретико-игровой оптимизации ее производственной структуры с позиции критерия согласованного управления на различных организационных уровнях.

Для достижения этой цели поставлены следующие основные задачи:

- разработать и усовершенствовать многоуровневую модель управления развитием общеэнергетической системы, включающую актуальные рыночные и государственные инструменты управления,
- разработать модель анализа рассогласования управления развитием общеэнергетической системы,
- разработать теоретико-игровую модель согласованной оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы при различных пошаговых стратегиях субъектов управления.

**Подцель 5** – разработка методологии обеспечения энергетической безопасности на основе согласования управления развитием территориальной общеэнергетической системы на различных организационных уровнях и механизма ее реализации согласно принципам государственно-частного партнерства.

Для достижения этой цели поставлены следующие основные задачи:

- разработать методологический подход к организации согласованного управления развитием территориальной общеэнергетической системы,
- усовершенствовать механизм управления развитием общеэнергетической системой на основе инструментов государственно-частного партнерства,
- провести научно-методическое обоснование выбора направления развития общеэнергетической системы для выбранного региона и усовершенствовать его территориальную энергетическую стратегию.

**Объектом исследования** является общеэнергетическая система территориально-административного образования в виде иерархии систем топливообеспечения, тепло- и электроснабжения, связанных общими производственными режимами работы.

**Предметом исследования** являются процессы управления развитием общеэнергетической системы и принципы согласования принимаемых решений на различных уровнях управления с позиции обеспечения энергетической безопасности.

**Теоретической и методологической базой исследования** являются материалы, содержащиеся в научных трудах отечественных и зарубежных ученых, публикациях научно-практических конференций и семинаров, законодательных и нормативных документах государственных органов власти в области территориальной энергетической политики и энергобезопасности, управления структурно-технологической модернизацией энергетического хозяйства и механизмов государственно-частного партнерства в энергетической отрасли.

Информационную базу исследования составляют нормативно-правовые акты, положения, методические документы и материалы государственных органов власти федерального и регионального уровня, статистические данные Федеральной службы государственной статистики, отчеты, доклады и обзоры Минэнерго России, материалы, опубликованные в периодических изданиях, научной литературе и сети Интернет, разработки отечественных и зарубежных ученых, а также результаты, полученные автором в процессе исследования.

Содержание работы соответствует основным положениям Паспорта специальности ВАК 08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством (1.1. Промышленность):

- 1.1.18 Проблемы повышения энергетической безопасности и экономически устойчивого развития ТЭК. Энергоэффективность.
- 1.1.19 Методологические и методические подходы к решению проблем в области экономики, организации управления отраслями и предприятиями топливно-энергетического комплекса.
- 1.1.23 Методологические и методические вопросы прогнозирования топливно-энергетического баланса страны, территориально-административного образования.

**Научная новизна работы** заключается в предложении методологии обеспечения энергетической безопасности территориальных образований с энергосистемами на органическом топливе, содержащей разработанные статистические, сценарные, оптимизационные, балансовые и теоретико-игровые методы исследования энергобезопасности, позволяющие получить экономическое обоснование ее необходимого уровня и сформировать наилучшие пути его достижения путем структурно-организационной и производственно-технологической трансформации территориальных энергосистем в условиях наличия противоречивых интересов государства и энергетического бизнеса в многоуровневой системе управления территориальной энергетикой.

Научную новизну содержат следующие **научные результаты, выносимые на защиту**:

1. Разработан методологический подход к типологизации общеэнергетических систем территориально-административных образований, отличающийся проведением многомерного статистического анализа их структурных свойств и условий функционирования, что позволяет для каждой из выделенных групп энергосистем сформировать наилучшие стратегии снижения их энергоемкости. (п. 1.1.19)
2. Уточнено понятие энергетической безопасности территориального образования в соответствии с принципами потребительской доступности энергетической продукции и экономической рентабельности ее производства, что позволяет рассматривать повышение энергобезопасности как социально-экономическую задачу в структуре задач обеспечения экономической безопасности. (п. 1.1.18)
3. Разработан метод многокритериального анализа энергетической безопасности территориально-административного образования, отличающийся построением и проведением исследования диаграммы взаимосвязей социально-экономических критериев эффективности энергосистемы, что позволяет определить необходимый экономически обоснованный уровень энергобезопасности. (п. 1.1.18)
4. Разработан метод оценки влияния на энергетическую безопасность различных допустимых сочетаний видов структур энергорынков и моделей ценообразования, отличающийся разработанным алгоритмом исследования изменения экономически обоснованного уровня энергобезопасности при изменении рыночных правил функционирования энергосистемы, что позволяет предложить структурно-организационные решения повышения эффективности энергосистемы. (п. 1.1.18)
5. Разработан метод оценки влияния на энергетическую безопасность производственной эффективности энергосистемы, отличающийся разработанным алгоритмом исследования изменения экономически обоснованного уровня энергобезопасности при



изменении производственной структуры энергосистемы, что позволяет предложить производственно-технологические решения повышения эффективности энергосистемы. (п. 1.1.18)

6. Разработан метод построения экономико-математической модели системы топливообеспечения территориально-административного образования, отличающийся проведением оптимизации ее балансовой структуры в условиях конкуренции поставщиков топлива и энергоносителей, что позволяет составить прогноз структуры потребления энергоресурсов с учетом различных методов ценообразования. (п. 1.1.23)
7. Разработан метод построения экономико-математической модели системы теплоснабжения территориально-административного образования, отличающийся проведением оптимизации ее балансовой структуры с позиции радиуса эффективного теплоснабжения от ТЭЦ с учетом распределения топливных затрат, что позволяет осуществлять прогноз структуры производства тепловой энергии при целевой модели либерализации рынка тепла Минэнерго России. (п. 1.1.23)
8. Разработан метод построения экономико-математической модели общеэнергетической системы территориально-административного образования, отличающийся балансово-сетевым представлением взаимосвязанных систем тепло- и электроснабжения энергорайонов с различной производственной структурой, что позволяет формировать прогноз системного эффекта от структурно-организационной и производственно-технологической трансформации энергосистемы и ее подсистем. (п. 1.1.23)
9. Разработана многоуровневая модель управления развитием общеэнергетической системы территориально-административного образования, отличающаяся функциональной и компонентной декомпозицией системы управления, которая позволяет выявить факторы и последствия влияния рассогласования управления на стоимость энергетической продукции для потребителя и провести совершенствование структуры управления. (п. 1.1.19)
10. Разработан метод построения теоретико-игровой модели согласованной оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы, отличающийся описанием взаимоотношений субъектов управления в виде иерархической игры с различной схемой пошаговых стратегий, что позволяет определить наилучший состав генерирующих мощностей энергосистемы при разной информированности территориального органа управления о стратегиях энергопредприятия. (п. 1.1.19)
11. Разработан методологический подход к обеспечению энергетической безопасности территориально-административного образования, отличающийся организацией

согласованного многоуровневого управления развитием его территориальной общеэнергетической системы, позволяющий определить наилучшие направления структурно-технологической модернизации систем территориальной энергетики с позиции обеспечения баланса интересов субъектов управления на различных организационных уровнях. (п. 1.1.19)

12. Разработан механизм управления развитием общеэнергетической системой территориально-административного образования, отличающийся формированием территориальных технологических платформ и организацией отбора проектов технологического развития, позволяющий обеспечить реализацию предложенной методологии обеспечения энергетической безопасности на основе принципов государственно-частного партнерства. (п. 1.1.18)

**Практическая значимость работы** состоит в совершенствовании инструментов обоснования выбора направления структурно-технологической модернизации энергетического комплекса территориального образования на государственном и муниципальном уровне и его воплощения в виде механизма согласованного управления трансформацией территориальных энергосистем на основе принципов государственно-частного партнерства. Полученные результаты предназначены для органов государственного управления энергетикой при решении задач совершенствования систем управления территориальным энергетическим комплексом.

Основные этапы исследования проводились в рамках проектной и базовой частей государственных заданий Минобрнауки России на выполнение научно-исследовательских работ.

**Достоверность** результатов исследований обоснована использованием общепризнанных научных инструментов, таких как методология системных исследований в энергетике, методика экономико-статистического анализа, математическая теория графов, методы экономико-математического моделирования и принятия оптимальных решений, инструментальные средства структурного анализа и проектирования систем управления, общенаучные подходы теории управления и планирования экспериментов. Достоверность предложенных в работе экономико-математических моделей и разработанных рекомендаций подтверждается верификацией результатов модельных исследований на основе их сопоставления с данными наблюдений.

**Личный вклад автора** заключается в том, что он как руководитель и ответственный исполнитель участвовал во всех этапах работ, положенных в основу диссертации. Автор диссертации формулировал цели, задачи и составлял программу исследований. На основе экономико-статистических и расчетно-экспериментальных исследований, разрабатывал

экономико-математические модели, выполнял модельные расчеты, анализировал полученные результаты, подготавливал публикации.

### **Апробация и внедрение результатов работы**

Полученные теоретические и методологические результаты докладывались и обсуждались на многочисленных национальных и международных научных конференциях и семинарах, в том числе: VI, VII и VIII Международной школы-семинара молодых ученых «Энергосбережение – теория и практика» (Москва, 2012, 2014, 2016), IX Международной конференции «Актуальные вопросы современной экономической науки» (Липецк, 2012), II Международной научно-практической конференции «Управление инновациями: теория, методология, практика» (Новосибирск, 2012), Всероссийской научной конференции «Современные методы обеспечения эффективности и надежности в энергетике» (Санкт-Петербург, 2013), IV и V Международной научной конференции «Стратегическое планирование развития городов и регионов» (Тольятти, 2014, 2015), Международной научно-практической конференции «Инновационная экономика и промышленная политика региона» (Санкт-Петербург, 2014), Международная научно-практическая конференция «Социальная ответственность бизнеса» (Тольятти, 2014), VII Международной научной конференции «Производственно-хозяйственная деятельность предприятий в науке, образовании и практике» (Злин, Чехия, 2015 (индексируется в Scopus, Web of Science)), XXVIII Международной научной конференции «Стратегия 2020: управление инновациями, устойчивое развитие и конкурентоспособный экономический рост» (Севилья, Испания, 2016 (индексируется в Scopus, Web of Science)), Международной конференции «Современные проблемы теплофизики и энергетики» (Москва, 2017 (индексируется в Web of Science)), а также на научных семинарах кафедры Экономики в энергетике и промышленности НИУ «МЭИ».

Материалы исследований используются в образовательном процессе по дисциплинам «Экономика энергетики», «Экономика отраслевых рынков», «Экономика и управление инновационной деятельностью», читаемых на кафедре Экономики в энергетике и промышленности НИУ «Московский энергетический институт».

**Публикации.** Основные результаты диссертации изложены в 75 публикациях, включая 22 статьи из Перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты на соискание ученой степени доктора наук, 28 статей в зарубежных журналах, индексируемых в Scopus и Web of Science, 16 докладах на международных и всероссийских конференциях, 3 монографиях, 2 учебных пособиях. Авторский объем научных публикаций составляет 54,3 п.л.

Автор диссертации входит в число авторов полезной модели «Когенерационная газотурбинная энергетическая установка» (патент на полезную модель №160537 от 20.03.2016), является одним из разработчиков аналитической информационной системы поддержки процесса трансфера и коммерциализации результатов научно-технических исследований и разработок (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012661208 от 18.12.2012), а также программного тренажера для проведения экономических расчетов инновационных и научно-технических проектов (программное средство учебного назначения, 2011).

### **Структура и объем диссертации**

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы из 319 источников. Диссертация содержит 431 страницу текста, в том числе 181 рисунок и 63 таблицы.

**В первой главе** предлагается методология исследования общеэнергетических систем территориальных образований и научно-практических проблем управления их развитием. На основе разработанного подхода к типологизации общеэнергетических систем выделяются основные группы энергосистем субъектов страны, для которых проводится оценка их современного состояния и перспектив развития. Разбираются научно-практические проблемы управления развитием территориальных энергосистем на основе рассмотрения механизмов реализации государственной энергетической политики. Конкретизируется задача обеспечения энергетической безопасности на территориальном уровне в рыночных условиях, и идентифицируются социально-экономические характеристики территориальной энергосистемы, определяющие ее устойчивость к воздействиям в виде объективных тенденций изменения энергетики. Обосновывается необходимость разработки моделей экономической оценки необходимого уровня энергобезопасности территориального образования и совершенствования системы управления структурно-технологической модернизацией энергетического комплекса на основе согласования управленческих решений государства и энергопредприятий на различных организационных уровнях.

**Во второй главе** предлагается методика оценки экономически обоснованного уровня энергетической безопасности региона и проводится исследование влияния на него изменений производственной структуры энергосистемы и рыночных правил ее функционирования. Приводятся результаты исследований влияния на уровень энергобезопасности рыночной структуры и правил организации торгов на энергорынках, а также параметров производственно-технологической эффективности энергосистемы. Проводится анализ угроз вытеснения комбинированной выработки энергетической продукции из структуры

производства территориальной генерирующей компании и предлагаются перспективные структурно-организационные и производственно-технологические решения, направленные на обеспечение энергетической безопасности на основе повышения эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях.

**В третьей главе** осуществляется разработка прогнозных экономико-математических моделей развития территориальной общеэнергетической системы при различных методах ценообразования на энергорынках и составе производственных мощностей. Проводится декомпозиция общеэнергетической системы на подсистемы топливообеспечения и тепло- и электроснабжения. Для каждой из подсистем, исходя из принципа рационального развития в заданных сценарных условиях, формируются прогнозы энергетических балансов на основе применения балансовых и балансово-сетевых подходов к построению прогнозных моделей. Предлагается алгоритм оценки системных эффектов от структурно-организационных и производственно-технологических решений, направленных на повышение эффективности комбинированной выработки энергетической продукции в рыночных условиях, и проводится их анализ при различной структуре и составе производственных мощностей территориальной общеэнергетической системы.

**В четвертой главе** разрабатывается модель согласованного многоуровневого управления развитием территориальной общеэнергетической системы с позиции территориального органа власти и генерирующих предприятий. Формируются модели управления системами тепло- и электроснабжения, включающие актуальные централизованные и рыночные инструменты управления. На основе выявленных недостатков систем управления предлагаются подходы к их совершенствованию. Формируется алгоритм анализа рассогласования управления развитием общеэнергетической системы на различных иерархических уровнях управления и метод оценки влияния рассогласования на стоимость энергетической продукции для конечного потребителя. Предлагается теоретико-игровая модель согласованной оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы при различных пошаговых стратегиях субъектов управления. Для ее программной реализации разрабатывается имитационная модель, включающая физическую, экономическую и производственную модели энергосистемы.

**В пятой главе** формируется методология обеспечения энергетической безопасности на основе согласованного многоуровневого управления развитием территориальной общеэнергетической системы и механизм ее реализации с использованием принципов государственно-частного партнерства. Методология объединяет научные результаты, полученные в предыдущих разделах работы, и позволяет определить наилучшее направление

развития территориальной энергосистемы с позиции обеспечения экономически обоснованного уровня энергобезопасности путем согласования противоречивых интересов территориального органа управления и генерирующей компании при принятии управленческих решений по формированию ее производственной структуры. Предлагается механизм реализации методологии на основе формирования территориальных технологических платформ. Проводится апробация методологии для территориальных образований Дальневосточного экономического района.

**В заключении** изложены основные выводы, сформулированные по итогам проведенного диссертационного исследования.

Представленные в диссертации исследования выполнены на кафедре Экономики в энергетике и промышленности НИУ «МЭИ» и межкафедральном научно-образовательном центре «Инновационное развитие в энергетике и промышленности».

Я благодарю научного консультанта ректора НИУ «МЭИ» профессора Н.Д. Рогалева за ценные обсуждения и многочисленные советы и замечания, способствовавшие улучшению качества работы. Я выражаю большую благодарность заведующей кафедрой ЭЭП НИУ «МЭИ» Г.Н. Курдюковой за многолетнюю поддержку моей научно-исследовательской деятельности, бесконечную веру в меня и все мои начинания. Я признателен профессору кафедры ЭЭП НИУ «МЭИ» доктору технических наук В.К. Лозенко, вовлекшему меня в работу по исследованию проблем управления энергетическими системами и повышения энергетической безопасности. Особые слова признательности хотел бы выразить профессору В.П. Ващенко (ныне покойному) без мудрых советов и искренней помощи которого я бы не состоялся как научно-педагогический работник, и данная работа была бы невозможной.

Я также хочу выразить признательность коллегам по кафедре ЭЭП «НИУ «МЭИ», НОЦ «Инновационное развитие в энергетике и промышленности» «НИУ «МЭИ», активно поддерживавшим мою научно-исследовательскую работу.

# **Глава 1 Общая характеристика общеэнергетической системы региона: методологические вопросы исследования, современное состояние и научно-практические проблемы управления в рыночных условиях**

1.1 Энергетика как объект системных исследований. Структура систем энергетики, их свойства и тенденции развития

## 1.1.1 Исходные положения и содержание системных исследований в энергетике

Методология системных исследований в энергетике сформировалась в 70-80-е годы XX века благодаря трудам Мелентьева Л.А., Руденко Ю.Н., Макарова А.А., Беляева Л.С., Воропая Н.И. и др. В ключевых работах авторов [76, 80, 172, 174, 176, 177, 209] энергетическое хозяйство рассматривается как совокупность больших систем энергетики, исследуется их структура и свойства, предлагается инструментарий системных исследований для решения широкого круга практических задач. При этом в основе полученных результатов лежит представление о ведении энергетического хозяйства, которое справедливо для плановой экономики. С тех пор понимание задач, условий и аспектов системных исследований в энергетике существенно изменилось. Тем не менее, теория больших систем энергетики является методологическим базисом для анализа современных проблем функционирования и развития энергетического комплекса.

В основе теории больших систем энергетики лежит гипотеза о развитии энергетического хозяйства в направлении углубления принципа системности, другими словами, формирования совокупности больших систем путем концентрации производства и средств транспорта энергетической продукции и ресурсов и централизации их распределения. Таким образом, выделяются большие функциональные системы – электро- и теплоснабжения и топливообеспечения. Для их анализа применяется системный подход, предполагающий исследование большой системы энергетики как целостного множества, обладающего особыми свойствами, несводимыми к сумме свойств входящих в него элементов. Системный анализ позволяет совершенствовать существующие и разрабатывать новые методические средства изучения функционирования и развития систем энергетики для обоснования эффективности принимаемых решений.

На современном этапе развития теории можно выделить следующие основные положения системных исследований в энергетике [65, 75, 76, 172, 174]:

- Объектом системных исследований в энергетике являются открытые и изолированные большие системы энергетики, характеризующиеся иерархическим построением и целенаправленным развитием.
- Развитие энергетического хозяйства определяется причинными связями, которые выражаются совокупностью объективных тенденций трансформации энергетики, имеющими стохастически детерминированную природу. Изучаются причины формирования, количественное и качественное проявление данных тенденций в прошлом, выявляются характерные точки их переломов и возникновения новых тенденций, оценивается их влияние на качественные характеристики энергосистем в будущем.
- Исследование систем энергетики организуется с помощью методов системного моделирования, позволяющих получить формализованное описание энергосистемы в виде имитационных и экономико-математических моделей, воспроизводящих ее функционирование и развитие. Имитация может быть детерминированной или стохастической. Во втором случае в модель включаются случайные возмущения, отражающие вероятностный характер моделируемой системы.
- Управление развитием систем энергетики осуществляется в условиях неполной информации, а ключевая роль в принятии решения принадлежит человеку, что ограничивает применение детерминированных расчетов при решении управленческих задач в энергетике и требует разработки игровых моделей, описывающих правила формирования решений.

Основными задачами системных исследований в энергетике являются изучение тенденций развития энергетики как совокупности больших систем, их свойств, определяющих качество энергосистем, идентификация угроз их устойчивому состоянию, разработка научных основ оптимального управления энергосистемами в рыночных условиях, включая управление их развитием, создание математических и инструментальных средств для исследования комплексных проблем энергетики.

Содержание системных исследований в энергетике представлено на рисунке 1.1.



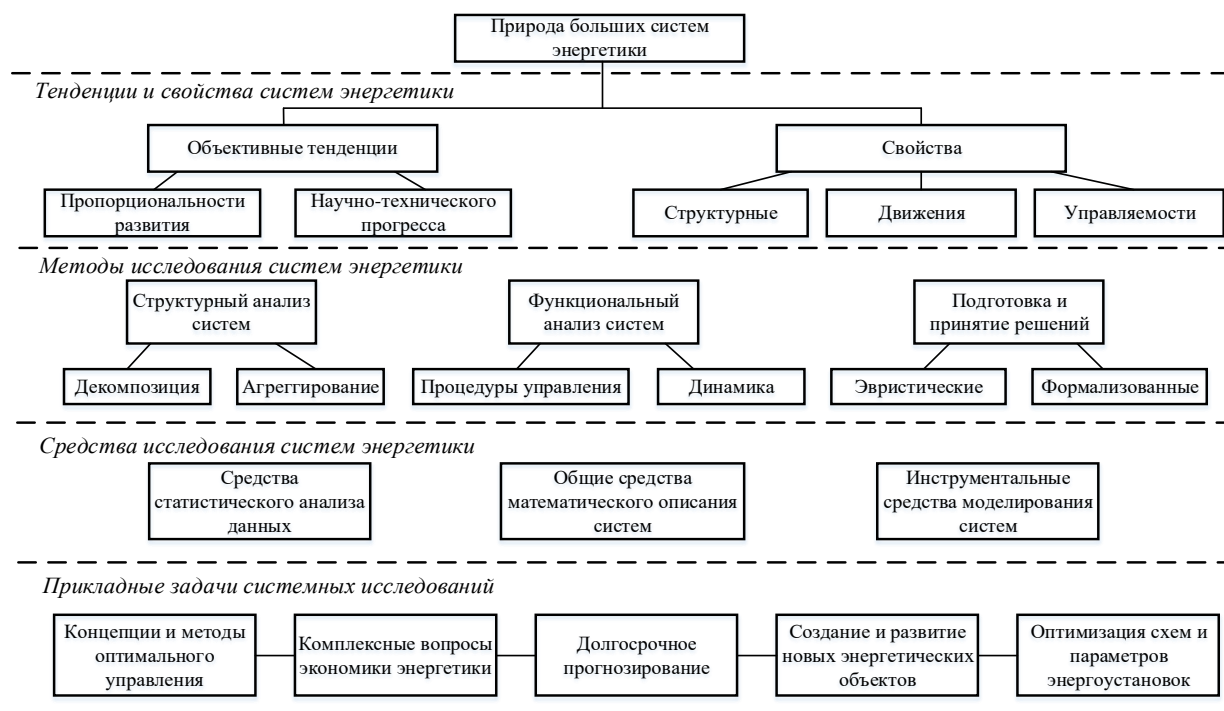


Рисунок 1.1 – Содержание системных исследований в энергетике

Источник: составлено автором на основании [76, 172, 174, 176]

В содержании системных исследований в энергетике можно выделить теоретико-методическую и прикладную части.

Теоретическая и методическая часть в основном состоит из следующих направлений исследований [76, 174]:

- Изучения природы энергосистем, включающее анализ формирования объективных тенденций их развития и силы проявления вызывающих их факторов, а также исследование свойств систем энергетики.
- Создания и совершенствования методов исследования энергосистем, в первую очередь, методов структурного и функционального анализа энергосистем, а также изучения процедур подготовки и принятия управленческих решений в условиях рыночной неопределенности.
- Развития математических и инструментальных средств моделирования энергосистем, а также средств статистического анализа и обработки данных о их состоянии.

Прикладная часть системных исследований определяется следующими вопросами:

- Оптимального управления в энергетике, включая разработку концепции оптимального управления и проектирование автоматизированных систем хозяйственного и оперативно-диспетчерского управления.

- Решением основных комплексных проблем экономики энергетики, среди которых можно выделить проблемы определения оптимальных пропорций развития энергетического хозяйства и моделей его функционирования в рыночных условиях, эффективного использования энергетических ресурсов, а также организационно-экономические вопросы повышения маневренности, надежности и качества систем топливообеспечения и энергоснабжения потребителей.
- Долгосрочного прогнозирования энергетики, включая прогнозирование ее основных пропорций и направления развития.
- Разработки целевых программ создания и развития новых энергетических объектов и средств научно-технического прогресса в энергетике.
- Оптимизации схем и параметров энергетических установок для повышения экономичности и экологичности энергосистем.

Современное состояние системных исследований в энергетике характеризуется рядом особенностей, вызванных эволюцией энергетических систем и усилением роли рыночных отношений в энергетической отрасли, среди которых следует выделить следующие [63, 76, 79, 131, 143, 161, 226]:

1. Глобализация экономики и обусловленные данным процессом межстрановая энергетическая интеграция и создание общих энергетических рынков привели к необходимости исследования усиления внешних энергетических связей энергосистем, выявлению места и роли энергетики страны в межгосударственной и мировой энергетической инфраструктуре, разработке новых методов оптимального управления энергосистемами, учитывающих их инфраструктурную, регуляторную и коммерческую интеграцию.
2. Либерализация и реструктуризация отраслей энергетики кардинально изменили организационную структуру систем энергетики и характер взаимоотношений между субъектами энергетических рынков. В свою очередь, это привело к необходимости пересмотра методов управления развитием и функционированием энергосистем в основе которого должно лежать рациональное сочетание рыночных механизмов и государственного регулирования. В условиях возросшей неопределенности параметров функционирования энергосистем данная задача требует разработки новых многокритериальных и компромиссных подходов к обоснованию решений.
3. Процессы глобализации и либерализации энергетики и вызванное ими усиление влияния экономических, политических, социальных и институциональных факторов потребовали

разработки нового направления системных исследований – энергетической безопасности.

4. Повышение неоднородности структуры систем энергетики вызвало потребность в исследовании данного свойства сложноорганизованных систем. В первую очередь, это относится к изучению закономерностей развития распределенной генерации, представляемой малыми энергетическими установками, вводимых крупными потребителями, в том числе, на возобновляемых источниках энергии, ее роли и места в энергоснабжении, влиянии на структуру и свойства энергосистемы.
5. Расширение спектра исследований систем энергетики. Наряду с техническими, экономическими и диалектическими методами исследования в энергетике получили развитие физические, прежде всего, термодинамические методы определения рациональных характеристик энергетических процессов, установок и энергосистем.

С учетом отмеченных выше особенностей основными объектами системных исследований на сегодняшний день являются:

- энергетические процессы и установки (энергетические технологии),
- энергетические системы (электро-, тепло- и ресурсоснабжения), управление их функционированием и развитием,
- энергетические комплексы (как совокупности взаимосвязанных систем), прогнозирование их развития и исследование функционирования.

Задачей системных исследований энергетических технологий является проведение комплексного сравнительного анализа (термодинамической, экономической, экологической и др.) эффективности энергетических процессов и установок. Оценивается возможность и целесообразные масштабы их использования, проводится оптимизация характеристик и структуры. Основной проблемой здесь является определение потенциала совершенствования технологии и благоприятных условий ее применения, другими словами, осознания механизма ее конкуренции с альтернативными решениями [76, 78].

Исследования энергетических систем включают в себя анализ их свойств, разработку методов и математических моделей обоснования их развития и управления функционированием. Особенностью исследования энергетических систем является изучение порождаемых взаимодействием ее объектов неизвестных системных свойств, требующих установления для обеспечения управляемости систем энергетики.

Системные исследования энергетических комплексов проводятся для анализа тенденций и закономерностей развития энергетики, прогнозирования развития топливно-энергетических комплексов различных уровней – от региональных, межрегиональных и национальных до

межгосударственных и мировой энергетики, а также разработки научных основ энергетической политики и механизмов ее реализации. Актуальность данных исследований обуславливается современными тенденциями глобализации и либерализации энергетики и в то же время возрастающей ролью территориальных проблем развития энергетических систем, вызванных необходимостью повышения эффективности производства, транспорта и распределения топлива и энергии с целью обеспечения энергетической безопасности территориальных образований в условиях выделенных тенденций.

Представление энергетического комплекса в виде иерархически связанных систем топливообеспечения, тепло- и электроснабжения, состоящих из сложной совокупности управляемых средств трансформации энергии, функционирующих в едином производственном цикле и предназначенных для комплексного снабжения потребителей энергетической продукцией, в системной аспекте получило название общеэнергетической системы [76, 176]. Такое представление энергетического хозяйства на территориальном уровне рассматривается далее в работе.

#### 1.1.2 Структура и свойства общеэнергетических систем

Одним из ключевых понятий системных исследований в энергетике является структура энергосистемы, дающая представление о ее строении и внутренней форме организации, и характеризующая единство устойчивых взаимосвязей между ее элементами [76, 174, 176].

Структура общеэнергетической системы определяется ее иерархической сущностью и уровнем централизации, являющимся одним из структурных системных свойств. Идентификация и оценка значимости внешних связей энергосистемы позволяют выделить закрытые и открытые виды структур общеэнергетических систем. Закрытая структура энергосистемы справедлива для территориально изолированных общеэнергетических систем. Открытая структура предполагает вхождение энергосистемы в качестве элемента в систему более высокого уровня (например, в объединенную или единую энергосистему) и функционирование в рамках единых правил.

Можно выделить следующие аспекты исследования структуры общеэнергетической системы: производственный, балансовый и организационный [174, 176].

Производственная структура описывает схему производства природных энергетических ресурсов, их преобразование в энергетическую продукцию и ее конечное использование. Производственную структуру можно представить в виде составляющих, приведенных в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Составляющие производственной структуры общеэнергетической системы

#	Составляющая производственной структуры	Подсистема общеэнергетической системы
1	Производство первичных энергетических ресурсов:	
	- добыча и облагораживание (сортировка, обогащение, брикетирование и др.)	Система топливообеспечения
	- переработка (мазут, СПГ, ТВЭЛ и др.)	Система топливообеспечения
2	Преобразование ресурсов в энергетическую продукцию:	
	- энергия электромагнитного поля (электроэнергия)	Система электроснабжения
	- носители тепловой энергии (пар, горячая вода)	Система теплоснабжения
3	Конечное использование энергетической продукции:	
	- получение механической энергии для силовых процессов (двигательных и непосредственного воздействия (прессы, молоты), а также бытовые приборы)	Система электроснабжения
	- получение теплоты для высокотемпературных процессов (промышленные печи)	Система электроснабжения
	- получение теплоты для средне- и низкотемпературных процессов (обеспечение технологических и хозяйственно-бытовых нужд паром и горячей водой)	Система теплоснабжения
	- освещение	Система электроснабжения
	- электрохимические и электрофизические процессы (обработка материалов, химическая промышленность)	Система электроснабжения

Источник: составлено автором на основании [76, 174, 176]

В качестве энергетических ресурсов рассматриваются невозобновляемые и возобновляемые первичные источники энергии. К первой группе относится топливо органического и неорганического происхождения. Органическое топливо составляет уголь, природный и попутный газ, нефть (мазут), сланцы, торф, дрова, биотопливо. Неорганическое топливо формирует ядерное горючее. Ко второй группе относятся гидроэнергия, энергия солнца, ветра, земных пород (гидротермальная и петротермальная), приливных волн и морских течений.

Энергетическая продукция представляет собой электроэнергию и тепло (в виде носителей тепловой энергии). Структура конечного использования энергетической продукции по виду энергетических процессов в производстве имеет примерно следующий вид: силовые процессы с электрическим и механическим приводом – 20-30%, высокотемпературные

процессы, включая электрохимические и электрофизические, - 20-25%, средне- и низкотемпературные процессы – 40-60%, остальное приходится на прочие процессы [76, 174].

Производственная структура общеэнергетической системы страны представлена на рисунке 1.2.

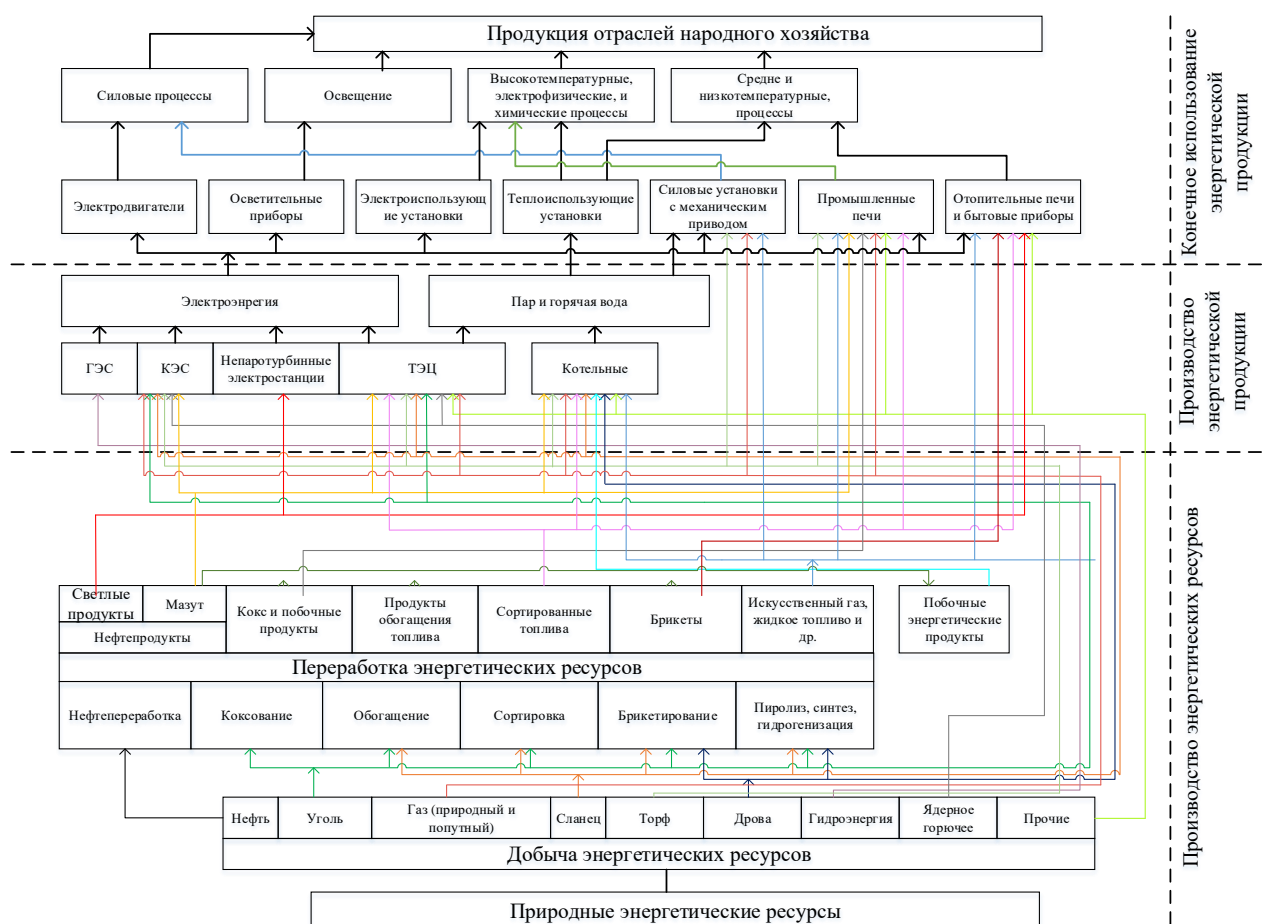


Рисунок 1.2. – Характеристика производственной структуры общеэнергетической системы страны

Источник: составлено автором на основании [76, 174, 176]

Балансовая структура характеризует распределение энергетических ресурсов по видам энергогенерирующих установок (электростанции, котельные) и энергетической продукции по типу потребителей с учетом производственных и транспортных потерь, а также расходов на собственные нужды энергосистемы. Ее исследование предполагает анализ энергетических балансов на различных иерархических уровнях промышленного производства по продуктивно-технологическому принципу.

Приближенная характеристика балансовой структуры общеэнергетической системы страны представлена на рисунке 1.3. Коэффициент полезного использования первичных источников энергии составляет около 37% [76, 173].

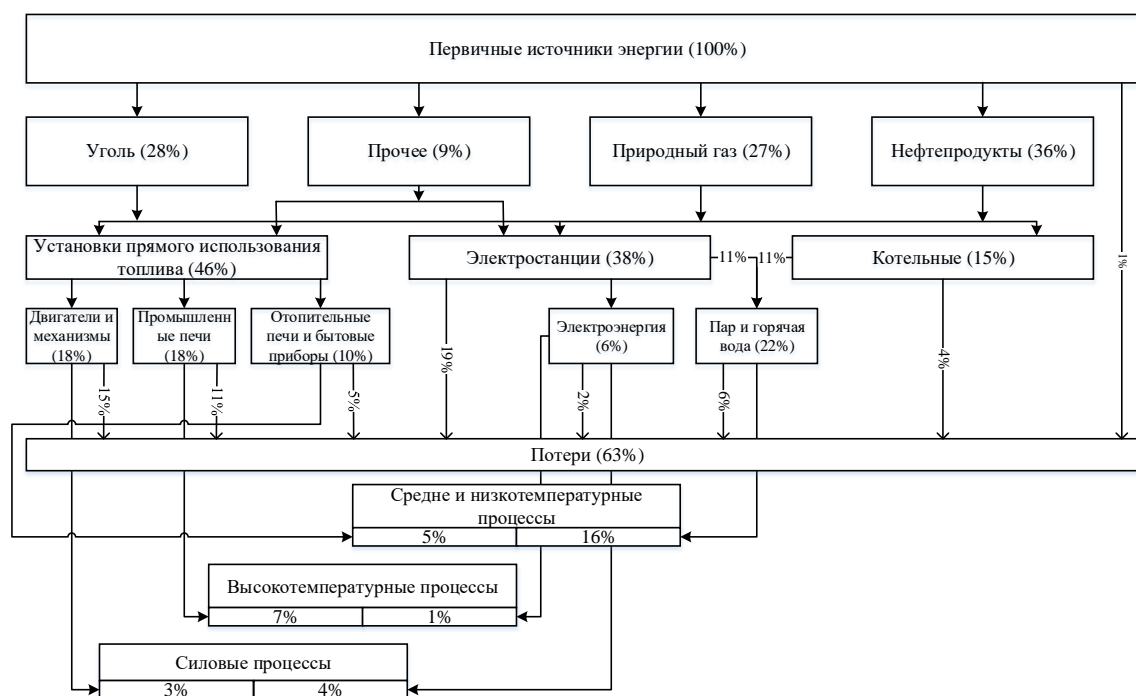


Рисунок 1.3 – Характеристика балансовой структуры общеэнергетической системы страны

Источник: разработано автором на основании [76, 174, 199, 206]

Организационная структура описывает иерархию подсистем общеэнергетической системы, в основе которой находятся производственный и территориальный признаки. Производственный признак характеризует вертикальную отраслевую связь между подсистемами, территориальный признак определяет горизонтальные связи. Согласно производственному признаку общеэнергетическая система состоит из функциональных систем, таких как системы топливообеспечения и тепло- и электроснабжения, и, в свою очередь, входит в состав межотраслевой системы. Территориальный признак позволяет рассматривать общеэнергетическую систему на различных территориальных уровнях, характеризующихся наличием центра административного управления.

Общеэнергетическая система страны охватывает основные элементы и связи ее энергетического комплекса и характеризует единство энергетического хозяйства. При интеграции экономик государств и формировании межстранового экономического пространства общеэнергетическая система может быть единой для группы стран [71, 72, 183,

195]. В свою очередь, общеэнергетическая система страны разбивается на территориальные общеэнергетические системы, включая узлы энергоснабжения, в роли которых могут выступать промышленные центры, города, сельскохозяйственные районы [76, 295]. Совокупность энергетических установок и транспортно-энергетических связей данных узлов и центров энергоснабжения образуют локальные системы энергоснабжения (в частности, системы энергоснабжения предприятий (распределенная генерация)), элементами которой являются отдельные потребители энергии.

Если производственная и балансовая структура описывают отраслевые связи между функциональными системами энергетики и потребителями, то организационная структура общеэнергетической системы характеризует ее с позиции единства функций управления. Классификация общеэнергетических систем согласно уровням организации управления, представлена на рисунке 1.4.

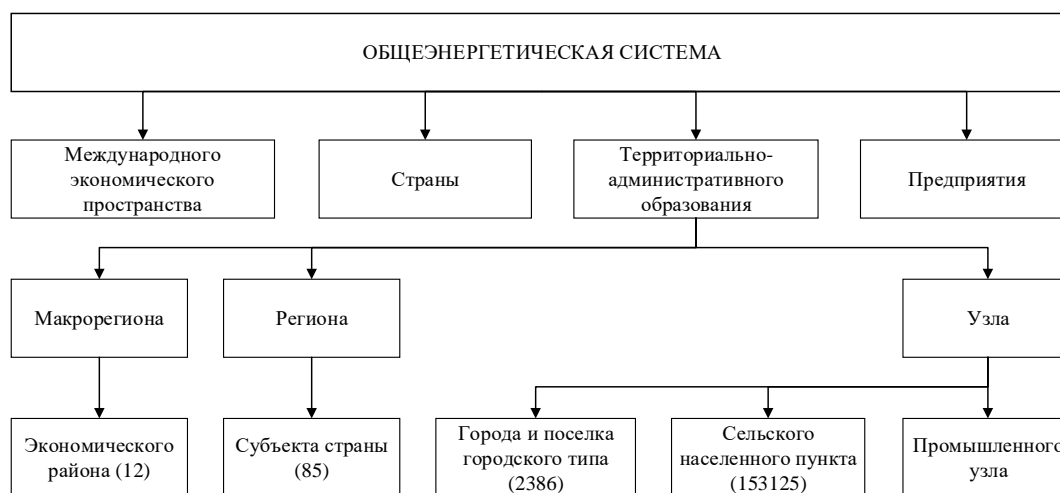


Рисунок 1.4 – Классификация общеэнергетических систем согласно уровням организации управления

Источник: разработано автором

Общеэнергетическая система характеризуется следующими комплексами свойств: структурные, движения, управляемости [176, 177].

Структурные свойства, в первую очередь, описывают уровень централизации общеэнергетической системы, определяющий ее целостность. Также они характеризуют способность существующей структуры материально-технической базы и органов управления обеспечить возможность наиболее эффективного развития и функционирования системы.



Свойства движения определяют динамичность, гибкость и экономичность развития энергосистемы. Динамичность характеризует изменение во времени параметров и процессов энергосистемы. Причем чем выше способность системы сохранять во времени структурную стабильность, тем меньше проявляется свойство динамичности. Гибкость описывает способность энергосистемы с необходимой скоростью изменять свою структуру для обеспечения устойчивого развития при возможных возмущениях, вызванных внешними факторами, и, в свою очередь, определяется свойствами инерционности, адаптируемости и надежности системы. Экономичность определяет способность энергосистемы осуществлять свое развитие во времени с минимальными затратами труда [76, 176].

Свойства управляемости характеризуют уровень недостаточной определенности для получения и принятия оптимального решения о развитии энергосистемы, обусловленный многокритериальностью выбора таких решений и неполнотой информации у органов управления [145, 174].

Кроме изложенных общих свойств можно выделить специфические свойства общеэнергетических систем [76, 145, 174]:

1. широкая взаимозаменяемость элементов, связей и продукции, позволяющая рассматривать общеэнергетическую систему как единое энергетическое хозяйство в соответствии с его территориальной принадлежностью,
2. большая народнохозяйственная значимость производимой продукции, и, соответственно, наличие у общеэнергетической системы многочисленных внешних связей,
3. определяющее влияние общеэнергетической системы на развитие экономики, а также на размещение производительных сил,
4. сложность структуры общеэнергетической системы, вызванная ее масштабностью и иерархическими связями подсистем,
5. материальная природа основных связей (электрических, трубопроводных) общеэнергетической системы,
6. непрерывность во времени процессов производства, распределения и потребления энергии.

Исследование общеэнергетических систем включает в себя анализ их свойств, разработку методов и моделей обоснования их развития и управления функционированием. Общеэнергетические системы обладают свойствами, неизвестными на уровне энергетических объектов, получивших название системных свойств. Системные свойства необходимо

устанавливать и исследовать для придания общеэнергетической системе целесообразных характеристик с помощью управления ее функционированием и развитием.

### 1.1.3 Общие тенденции развития общеэнергетических систем

Системные исследования энергетического комплекса проводятся для анализа тенденций и закономерностей развития энергетики на различных территориальных уровнях с целью разработки научных основ энергетической политики и механизмов ее реализации с позиции обеспечения энергетической безопасности. Результаты проведенных исследований изменения производственной и балансовой структуры общеэнергетической системы страны приведены ниже. Рассматривалась динамика таких показателей как:

- структуры производства энергетических ресурсов,
- структуры потребления энергетических ресурсов,
- структуры потребления энергетических ресурсов энергетическим комплексом,
- структуры потребления энергетических ресурсов по видам энергоустановок,
- структуры производства электроэнергии по видам энергоустановок,
- структуры производства тепла по видам энергоустановок,
- структуры потребления электроэнергии по видам потребителей,
- структуры потребления тепла по видам потребителей.

Динамика структуры производства и потребления первичных энергетических ресурсов (в млн т.у.т) в России представлена на рисунках 1.5 и 1.6.

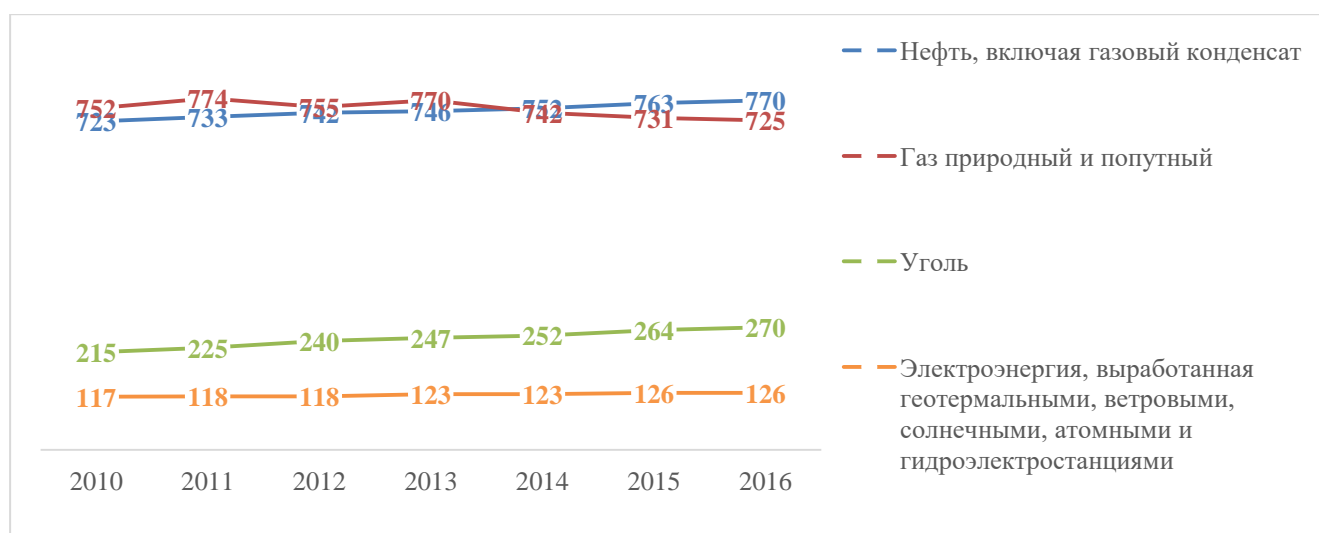


Рисунок 1.5 – Динамика структуры производства энергоресурсов в России

Источник: составлено автором на основании [199, 206, 207]

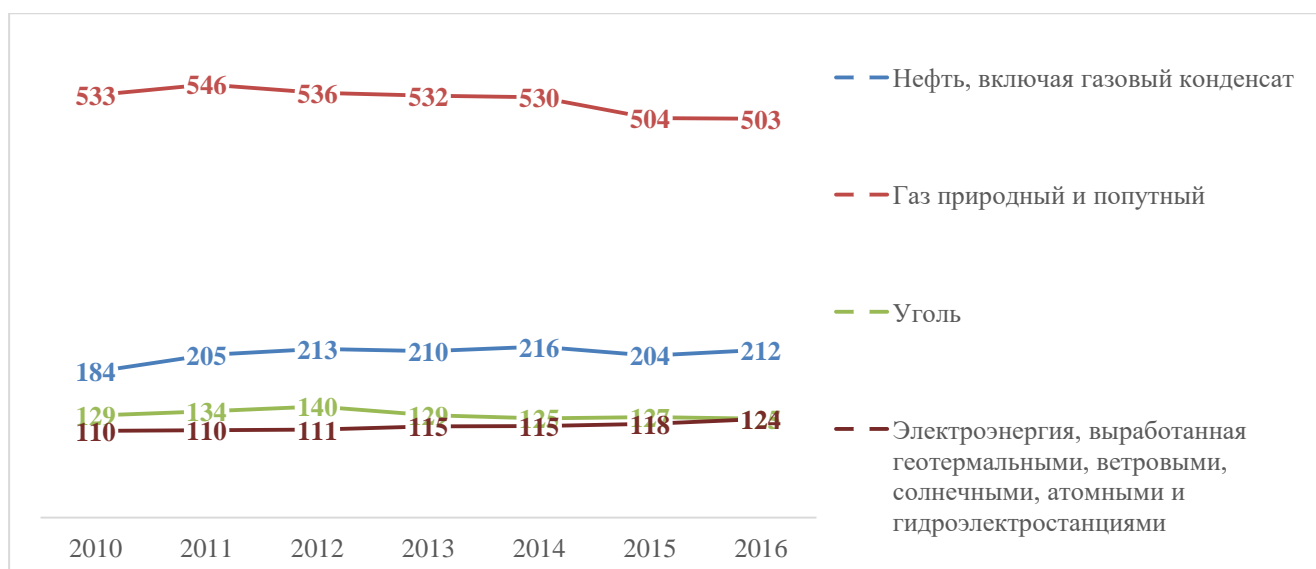


Рисунок 1.6 – Динамика структуры потребления энергоресурсов в России

Источник: составлено автором на основании [199, 206, 207]

Объем производства основных энергетических ресурсов в стране составляет около 1900 млн т.у.т., из них на органическое топливо приходится 1770 млн т.у.т. (89%), приблизительно 40% которого экспортируется (47% - нефть, 32% - природный газ, 41% - уголь). Потребление энергетических ресурсов составляет около 964 млн т.у.т., из них 740 млн т.у.т. (77%) расходуется на энергетических установках при производстве преобразованных видов энергии (380 млн т.у.т. в качестве котельно-печного топлива). Органическое топливо превалирует в структуре энергопотребления, образуя долю более 87%. Возобновляемая энергетика в энергопотреблении представлена в основном гидроэнергией (99%), на долю геотермальной энергии, ветра и солнца приходится не более 1% с учетом энергетики Крыма [199, 206, 207, 208].

Изменение отношений различных источников энергии в структуре энергопотребления страны представлено на рисунке 1.7.

Основным ресурсом в структуре энергопотребления является природный газ. При этом его доля в потреблении незначительно сокращается, что вызвано введением в эксплуатацию новых энергоблоков на ядерном топливе и снижением стоимости на нефтепродукты [169, 206, 208].

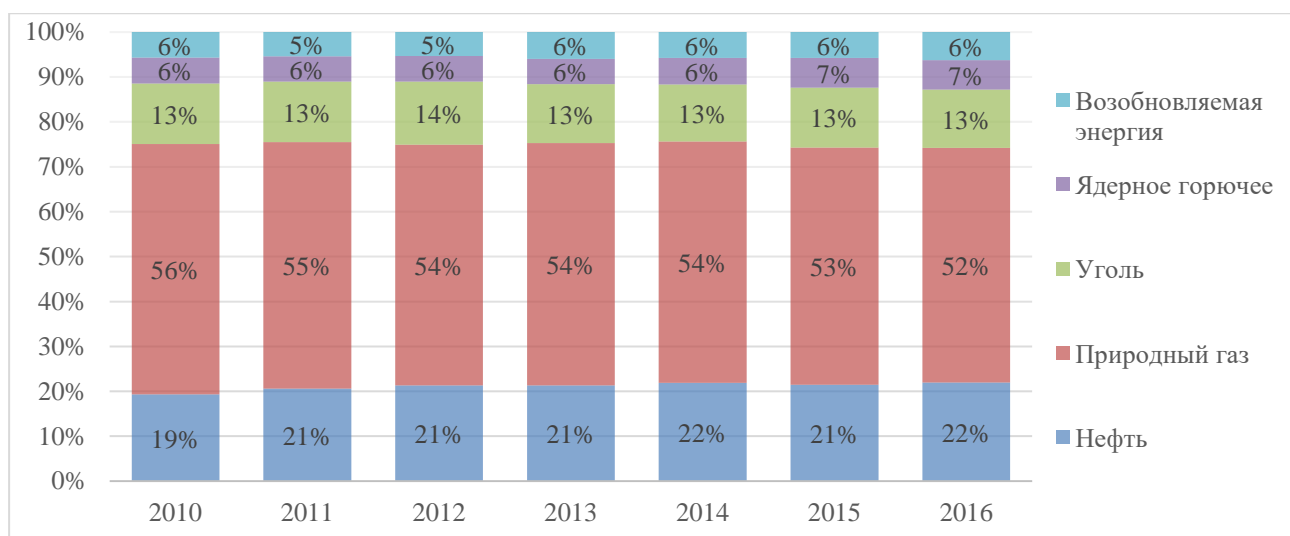


Рисунок 1.7 – Изменение отношений источников энергии в структуре энергопотребления России

Источник: разработано автором на основании [206, 208]

На производство преобразованных видов энергии расходуется около 740 млн т.у.т., из них в качестве котельно-печного топлива приходится приблизительно 380 млн т.у.т [199, 206, 208]. Структура потребности ТЭС в органическом топливе представлена на рисунке 1.8.

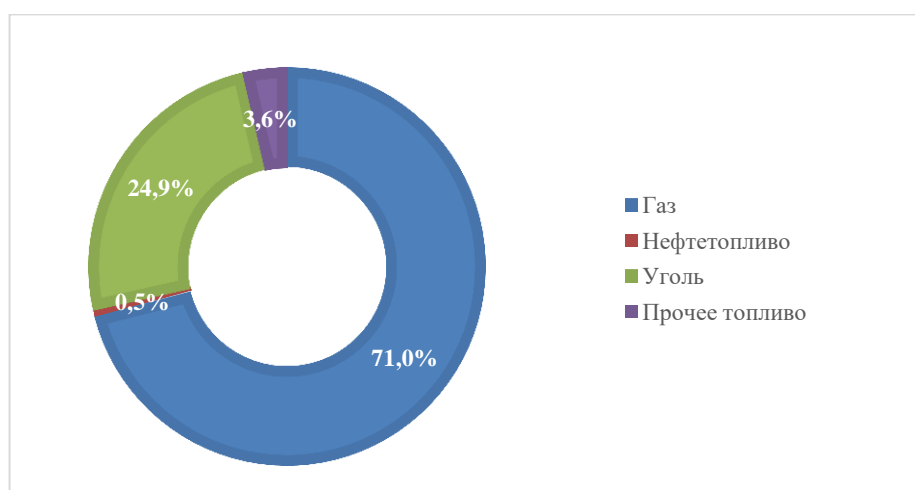


Рисунок 1.8 – Структура потребления органического топлива тепловыми электростанциями

Источник: разработано автором на основании [199, 206, 208]

Среди энергогенерирующих установок можно выделить установки с выработкой электроэнергии, комбинированного производства энергетической продукции и выработкой

тепла. Анализ распределения органических ресурсов по видам энергоустановок страны показал, что около 60% органического топлива приходится на установки с выработкой тепла (28% - на установки с выработкой электроэнергии, 12% - на установки комбинированного производства), что обусловлено климатическими факторами. При этом на установках комбинированного производства вырабатывается более 40% энергетической продукции, что с учетом их низкого потребления энергетических ресурсов при работе в теплофикационном цикле, говорит об особой роли данного вида генерации в обеспечении экономичной работы энергосистемы (рисунки 1.9 и 1.10) [152, 155, 190].

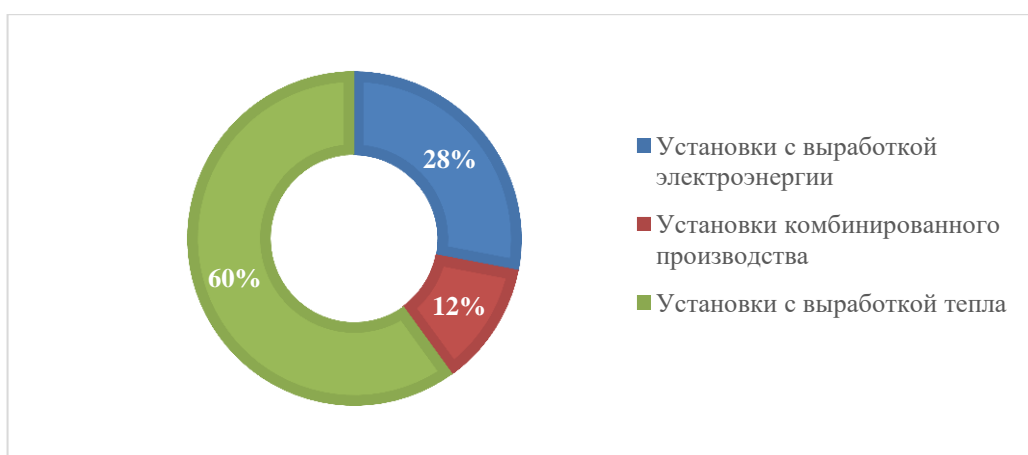


Рисунок 1.9 – Структура потребления органического топлива по видам энергоустановок

Источник: разработано автором

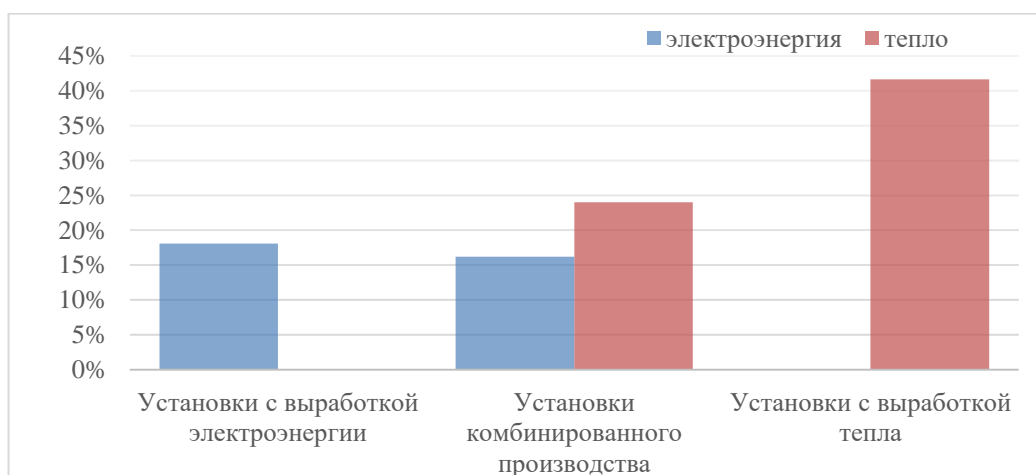


Рисунок 1.10 – Структура производства энергетической продукции по видам энергоустановок на органическом топливе

Источник: разработано автором

Основными потребителями энергетической продукции являются промышленность (46% - электроэнергия, 47% - тепло), сфера услуг (20% - электроэнергия, 14% - тепло) и население (14% - электроэнергия, 38% - тепло) (рисунки 1.11 и 1.12).



Рисунок 1.11 – Структура конечного потребления электроэнергии

Источник: разработано автором на основании [95, 190, 208]

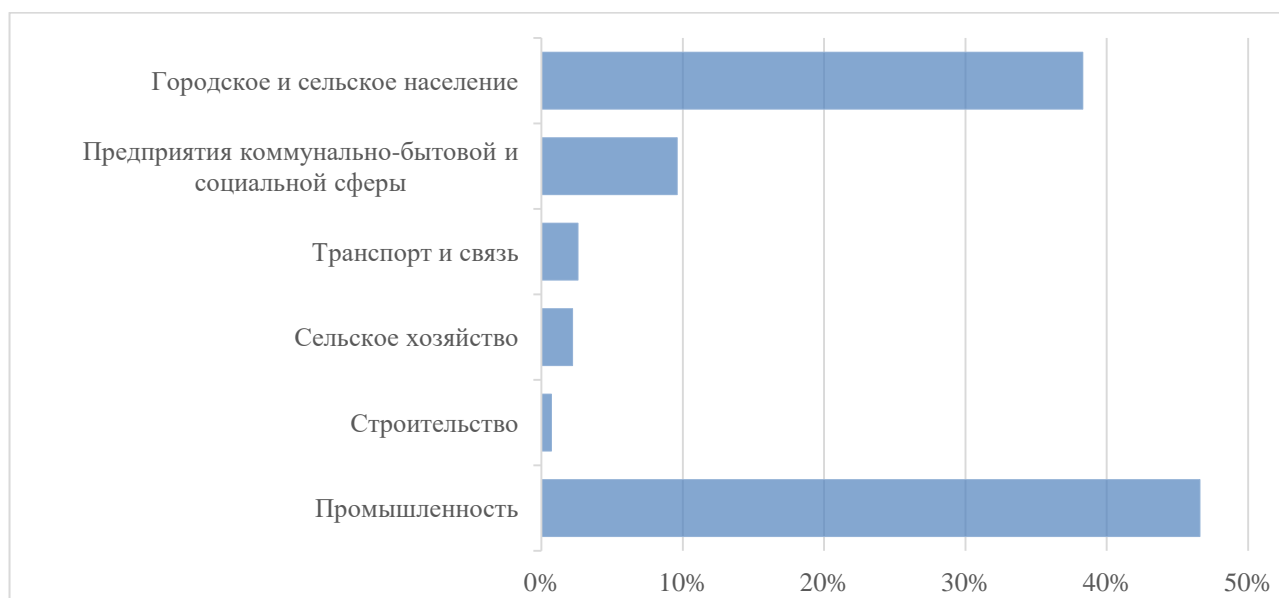


Рисунок 1.12 – Структура конечного потребления тепла

Источник: разработано автором на основании [95, 190, 208]

Среди общих тенденций развития энергетического комплекса страны можно выделить:

- сохранение ключевой роли традиционных органических энергоресурсов в топливообеспечении энергетического комплекса в средне- и долгосрочной перспективе; масштабному использованию возобновляемых энергоресурсов еще долго будут препятствовать наличие запасов природного газа и высокая стоимость технологий производства при низком коэффициенте использования установленной мощности,
- сохранение структуры потребления энергетических ресурсов, несмотря на изменения соотношения внутренних цен на основные энергоносители, что связано с инерционностью развития энергетического комплекса,
- стабилизация доли природного газа в структуре энергопотребления; при этом доля твердого топлива и неуглеродных источников энергии снижается,
- увеличение доли нефтепродуктов в общем расходе энергии,
- сохранение относительного показателя координации экспорта энергоресурсов и их внутреннего потребления на уровне 0,9,
- умеренный рост потребления энергоресурсов энергетическим комплексом и стабилизация его структуры по видам топлива при сдвиге спроса в пользу более качественных энергоресурсов,
- приращение конденсационных производственных установок при сохранении доли атомной энергетики в структуре производства электроэнергии,
- снижение доли комбинированного производства энергетической продукции при увеличении числа котельных, несмотря на топливную экономичность когенерации,
- умеренное приращение производства энергетической продукции (0,6% - электроэнергии, 0,4% тепла [46, 138, 199]),
- умеренный рост потребления конечной энергии в виде электроэнергии и тепла (соответственно на 1,7 и 1,3% в год [46, 139, 208]),

Ввиду достаточно высокого износа основных производственных фондов (более 48% с темпом роста в 1,2% в год), их неоптимальной структуры (использование установленной мощности ТЭС менее 47% и продолжает снижаться), низкой энергетической и экономической эффективности (КПД отечественных ТЭС на 2-5% ниже среднемировых) важной тенденцией в энергетике на перспективу является повышение эффективности производства, распределения и потребления энергетических ресурсов и продукции.

Основой повышения эффективности энергетического комплекса является использование высокоэффективных инновационных технологий. В топливной энергетике это технологии повышения отдачи нефтегазоносных пластов месторождений, новые современные технологии

для трубопроводных транспортных и распределительных сетей, высокоэффективные технологии заготовки и облагораживания энергоресурсов, способствующих росту их теплотворной способности. В электро- и теплоэнергетике это высокопроизводительные газотурбинные и парогазовые установки, угольные энергоэффективные технологии на суперсверхкритических параметрах пара, повышающие КПД производства конечной энергии. Существенный эффект обеспечат технологии аккумулирования тепловой и электрической энергии и интеллектуализации электро- и теплосетевого хозяйства, позволяющие радикально повысить эффективность использования энергии конечными потребителями, а также существенно снизить затраты живого труда [165, 188, 309].

Изложенные тенденции перспективного развития энергетики определяют новые требования к методологии исследования и подходам к управлению общеэнергетическими системами, среди которых следует выделить:

- необходимость переосмысления энергетической политики с целью постепенного перехода от экспортно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию и постиндустриальному типу экономики,
- необходимость учета изменения технологических основ и организационных форм энергетики ввиду интеллектуализации ее процессов и появлению новых экономических свойств конечной энергии как товара, в частности, возможности формирования ее запасов; несмотря на то, что сроки и масштабы хранения ограничены, данное новое свойство энергии уже оказывает влияние на процессы производства и потребления энергетической продукции в рамках энергосистем,
- все большее подчинение развития энергосистем экологическим и социальным требованиям, а также экономической и организационной устойчивости с целью обеспечения состояния энергетической безопасности,
- потребность рассмотрения влияния процессов глобализации и либерализации в экономике и энергетике на устойчивость энергосистем; неопределенность организационной структуры отраслей энергетики на перспективу и неоднозначность будущих соотношений между рыночными механизмами и государственным регулированием при управлении энергетическим комплексом создают угрозу несоответствия его развития требованиям энергетической безопасности,
- наличие многих субъектов отношений в энергетике, таких как энергетические компании, потребители, государственные органы управления, имеющих противоречивые интересы, требует применения многокритериальных и игровых методов обоснования решений, что с позиции решения задачи выбора направления развития энергетического комплекса



представляет собой сложную проблему ввиду неопределенности состава субъектов отношений и характера их критериев принятия решений,

- потребность в повышении роли прогнозных энергетических балансов как инструмента анализа и управления развитием энергетического комплекса,
- важность комплексного рассмотрения проблем развития энергетического комплекса во взаимодействии с отраслями экономики и системами жизнеобеспечения населения, что обусловлено существенным усилением взаимовлияния систем энергетики и их влияния на другие сферы экономической деятельности.

## 1.2 Методология исследования общеэнергетических систем территориально-административных образований

### 1.2.1 Характеристика общеэнергетической системы территориально-административного образования

Общеэнергетические системы можно рассматривать на межгосударственном, государственном и территориальном уровне, а также уровне управления предприятием. Особый интерес представляет территориальный уровень ввиду продолжающейся либерализации и реструктуризации отраслей энергетики и изменения характера взаимоотношений между субъектами рынка. Одновременно роль территориальных исследований развития энергетики усиливает глобализация энергетических отношений, изменяющая структуру энергоснабжения и ужесточающая требования к обеспечению энергетической безопасности на территориальном уровне ввиду возрастания влияния неопределенности внешних факторов [71, 72, 195].

Для обобщения территориального уровня исследования энергетики введем понятие территориально-административного образования. Под территориально-административным образованием понимается территориальная единица или их совокупность, характеризующаяся территориальными связями и хозяйственным единством, которую можно выделить в границах государственных и муниципальных задач управления, решение которых направлено на обеспечение жизнедеятельности местного населения. Целесообразно выделить территориально-административные образования в виде макрорегиона (экономического района), региона (субъекта страны), узла (города, населенного пункта, промышленного узла).

Общеэнергетическая система территориально-административного образования представляет собой энергетический комплекс в виде территориальных энергетических предприятий, энергоустановок и сооружений, а также связывающих их хозяйственных отношений, обеспечивающих непрерывный процесс производства, преобразования, передачи и

распределения электрической энергии и тепла до конечных установок местных потребителей. Анализ иерархических отраслевых связей позволяет идентифицировать общеэнергетическую систему территориально-административного образования среди больших систем энергетики (рисунок 1.13).

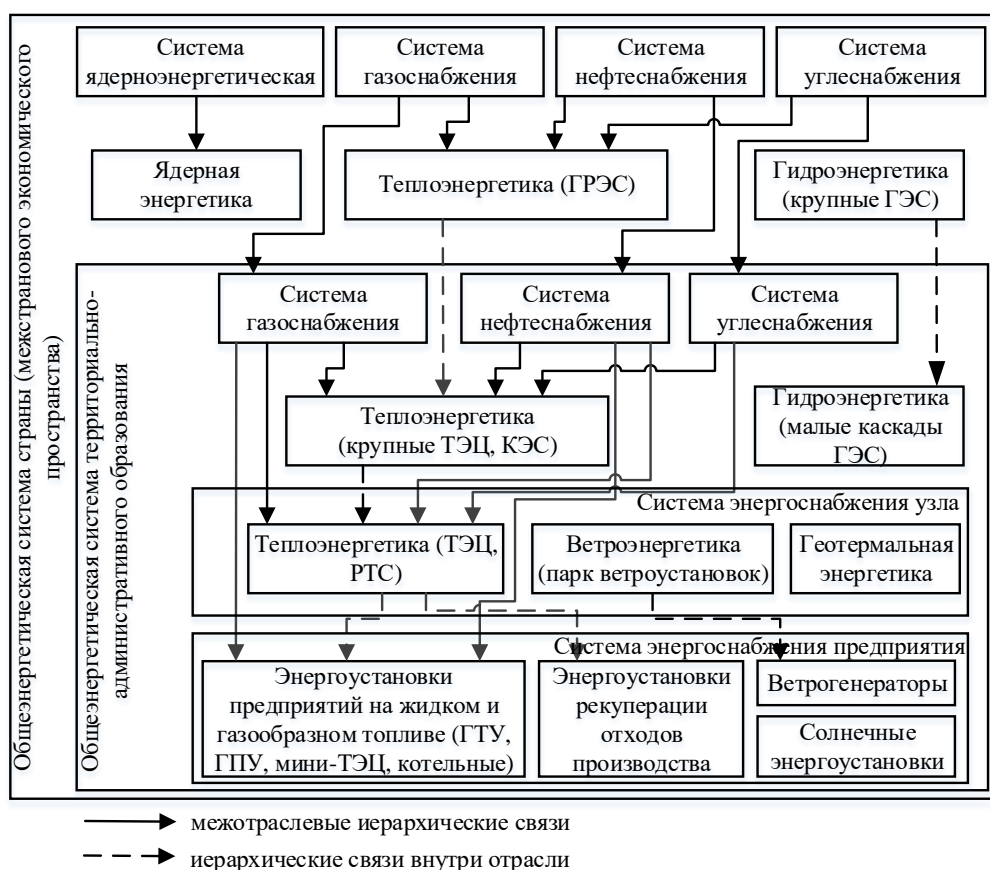


Рисунок 1.13 – Общеэнергетическая система территориально-административного образования в структуре больших систем энергетики

Источник: разработано автором

Согласно выделенным межотраслевым и иерархическим связям общеэнергетическая система территориально-административного образования включает в себя представленные на различных организационных уровнях взаимосвязанные системы обеспечения энергетическими ресурсами и производства энергетической продукции.

На территориальном уровне обеспечивающая система решает задачу топливообеспечения производственных энергетических систем и представлена системами газо-, нефте- и углеснабжения. В свою очередь, задачей производственных систем является организация непрерывного процесса выработки энергетической продукции в виде

электроэнергии и тепла в соответствии с заданной нагрузкой, определяемой потребностью местных потребителей. На уровне макрорегионов и регионов производственные системы представлены образующими производственными объектами теплоэнергетики (крупные теплофикационные и конденсационные электростанции) и гидроэнергетики (каскады гидроэлектростанций), а также системами энергоснабжения узлов, в роли которых выступают городские и сельские населенные пункты. Системы энергоснабжения узлов включают объекты теплоэнергетики (теплоэлектроцентрали и районные тепловые станции) и альтернативной энергетики (парки ветроустановок и геотермальные электростанции), а также системы энергоснабжения предприятий. На уровне предприятий производственная система представлена малыми энергоустановками, в первую очередь, на жидком и газообразном топливе, рекуперации отходов производства, ветрогенераторами и солнечными установками. Следует отметить, что технологическая структура производственных систем на каждом уровне значительно отличается, что обусловлено различием в единичной мощности энергоустановок, реализующих ту или иную технологию производства, их эффективностью применения и конкурентоспособностью на различных уровнях организации энергосистемы, а также решаемыми задачами [7, 165, 223].

Как совокупность систем энергетики и связывающих их производственно-хозяйственных отношений в рыночных условиях общеэнергетическая система территориально-административного образования представлена на рисунке 1.14.

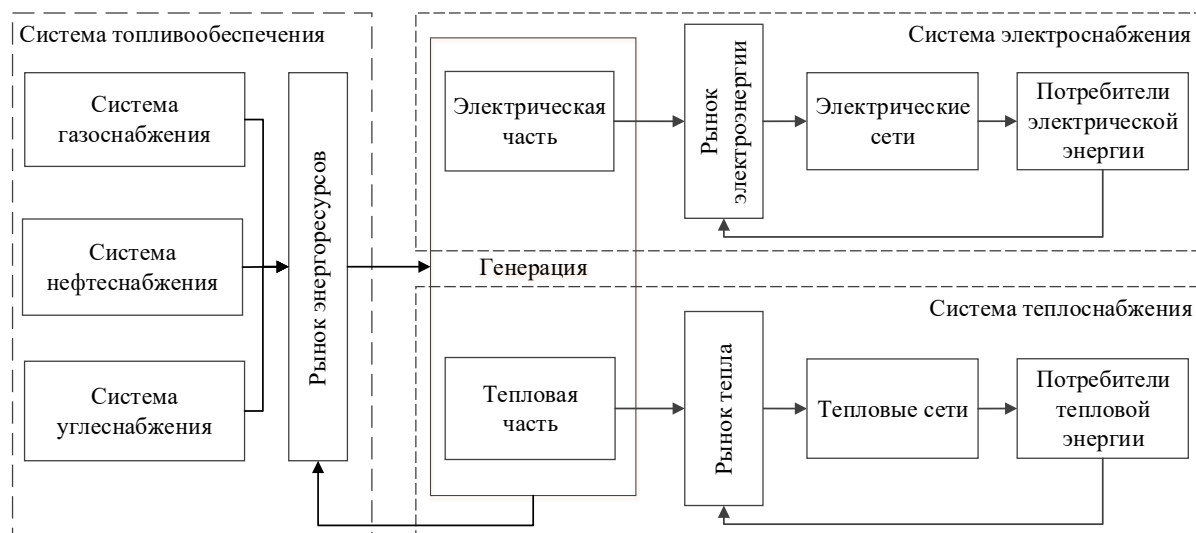


Рисунок 1.14 – Обобщенная модель общеэнергетической системы в виде взаимосвязанных систем энергетики

Источник: разработано автором

Система топливообеспечения находится на нижнем уровне иерархии подсистем общеэнергетической системы территориального образования. В рамках данной системы осуществляется обеспечение топливом систем электро- и теплоснабжения, которое включает в себя затраты на его производство и транспорт. Топливо реализуется на рынке энергоресурсов, в зависимости от конъюнктуры которого и принятой модели ценообразования устанавливается стоимость топлива для систем электро- и теплоснабжения, производственные мощности которых являются его потребителями.

Системы электро- и теплоснабжения находятся на следующем уровне иерархии и обеспечивают взаимосвязь функционирования общеэнергетической системы с процессом потребления энергетической продукции. Они формируют производственную часть энергосистемы, реализующую процессы производства и распределения электроэнергии и тепла. Система электроснабжения включает в себя электрическую часть производства и электрические сети. Система теплоснабжения, соответственно, тепловую часть производства и тепловые сети. Электрическая часть представляет собой энергоустановки для выработки только электроэнергии или ее совместного производства с тепловой энергией, тепловая часть – энергоустановки для производства только тепла или совместной выработки с электроэнергией. Соответственно наличие энергоустановок комбинированного производства энергетической продукции связывает едиными режимами работы системы тепло- и электроснабжения потребителей [131, 144, 214]. Энергетическая продукция реализуется на рынках электроэнергии и тепла, в основе которых лежит различная организационная структура и модели ценообразования. Несмотря на эти различия, данные рынки тесно связаны ввиду наличия функциональных связей производства электроэнергии и тепла. Соответственно, стоимости электроэнергии и тепла для потребителя взаимоувязаны и зависят от комплекса сложившихся факторов как на одном энергорынке, так и на другом.

Также необходимо отметить, что энергетическая продукция, производимая функциональными системами, широко взаимозаменяема и тесно взаимоувязана в отдельных регионах и энергетических узлах в зависимости от условий производства, особенностей транспорта и расположения потребителей. Отсюда общеэнергетическую систему на территориальном уровне можно рассматривать как автономную с наличием или отсутствием внешних связей.

#### 1.2.2 Разработка методологического подхода к типизации общеэнергетических систем территориально-административных образований

Общеэнергетические системы территориально-административных образований характеризуются широким разнообразием структурных свойств и условий функционирования. Для их исследования в виде объектов управления необходимо применять научные методы, позволяющие выявить определенные общности в их развитии.

Одним из таких методов научного познания является типологизация, представляющая собой разбиение изучаемой совокупности объектов на упорядоченные и систематизированные группы с помощью разработки идеализированной модели или типа [51, 54]. Каждая группа обладает выраженными отличительными свойствами, являющимися общими для объектов, которые в них входят. Данные группы не имеют четких границ и допускают постепенный переход объекта из одного множества в другое, а сам объект относится к определенной группе лишь с некоторой степенью принадлежности. Этим типологизация отличается от классификации, предполагающей однозначное отнесение объекта к группе (классу) при четком проведении границ между классами [54, 284].

Типологизация проводится по выбранному и концептуально обоснованному критерию (или совокупности критериев) или по эмпирически обнаруженному основанию, имеющему предметную интерпретацию. Соответственно выделяют теоретическую и эмпирическую типологизации. Отличительной особенностью типологизации является возможность проведения сложной и многоуровневой реструктуризации совокупности объектов сразу по нескольким критериям [284, 288].

Типологизации различают по процедурам их построения. Выделяют структурные, динамические и сравнительно-исторические типологии [47, 54]. При их построении предполагается, что различия между формирующими тип единицами в интересующем исследователя отношении носят случайный характер и незначительны по сравнению с аналогичными различиями между объектами, относимыми к разным типам. При этом в эмпирической типологизации требуется, чтобы однотипность можно было описать в терминах наблюдаемых признаков, а в теоретической – чтобы критерии типологизации были концептуально различимы. Типологизация может представлять собой многоуровневую процедуру, когда на основе обнаруженной однородности (типологичности) первого уровня может быть выделена однородность следующего уровня [54, 284]. Как правило, полученные типологии не охватывают всю совокупность исследуемых объектов, так как на каждом уровне типологизации приходится жертвовать определенным объемом исследуемых единиц, что приводит к увеличению абстрактности выбираемых критериев.

Для выделения основных типов общеэнергетических систем с целью дальнейшего рассмотрения их в виде объектов управления был разработан методологический подход к

типологизации энергосистем на основе проведения многомерного статистического анализа их структурных свойств и условий функционирования.

В основу типологизации легли следующие ключевые критерии, характеризующие особенности энергетического обеспечения территориально-административного образования:

- структурные внешние (наличие или отсутствие внешних связей),
- структурные внутренние (структура доступных энергетических ресурсов, производства и потребления энергетической продукции),
- балансовые (энергодефицитные, энергодостаточные, энергоизбыточные по энергетическим ресурсам и продукции),
- климатические (климатические районы и подрайоны).

Разработанная многомерная модель критериев типологизации общеэнергетических систем приведена на Рисунке 1.15.

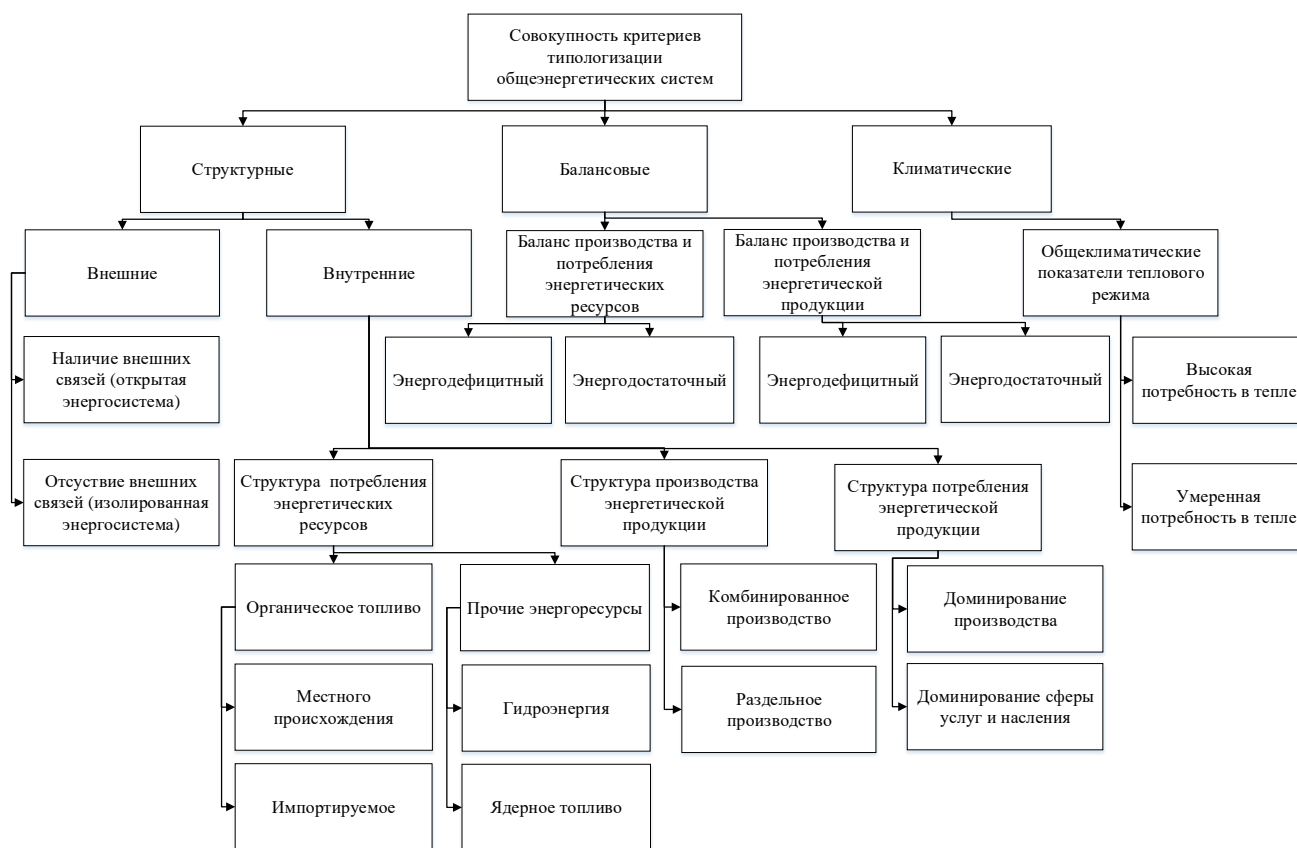


Рисунок 1.15 – Многомерная модель критериев типологизации общеэнергетических систем территориально-административных образований

Источник: разработано автором

Для группировки общеэнергетических систем согласно заданной сложной модели критериев предлагается использовать современные методы многомерного статистического анализа.

Статистические методы, ориентированные на анализ структуры множества объектов образуют совокупность методов многомерной классификации. Методы многомерной классификации позволяют группировать объекты с учетом существенных структурно-типологических признаков и характера распределения объектов в заданной системе критериев. Классификация осуществляется на основе включения в группу схожих объектов, причем так, чтобы объекты из разных групп были по возможности отличными [171, 192].

Пусть все  $m$  критериев являются количественными. Тогда каждый из  $n$  объектов может быть представлен точкой в  $m$ -мерном пространстве критериев. Характер распределения данных точек в пространстве критериев определяет структуру сходства и различия объектов. О сходстве объектов можно судить по расстоянию между соответствующими точками. Содержательный смысл такого определения сходства означает, что объекты будут более близки, когда у них меньше различий между значениями одноименных критериев.

Для определения близости пары точек (объектов  $i$  и  $j$ ) в многомерном пространстве критериев применяется евклидово расстояние:

$$d(i, j) = \sqrt{\sum_{k=1}^m (i_k - j_k)^2} \quad (1.1)$$

Критерии с большим диапазоном изменений играют большую роль при вычислении расстояния между объектами. По этой причине значения критериев для каждого объекта необходимо стандартизировать:

$$i_k' = \frac{i_k - M[I]}{\sigma_I} \quad (1.2)$$

где  $M[I]$  - оператор математического ожидания,  $\sigma_I$  - стандартное отклонение.

Расстояния для всех пар объектов формируют квадратную симметричную матрицу расстояний  $D = (d_{ij})^{m,m}$ .

Для проведения многомерного статистического анализа общеэнергетических систем по заданным критериям предлагается применять агломеративно-иерархический и  $k$ -средних методы.

Агломеративно-иерархический метод основан на последовательном объединении группируемых объектов. Сначала объединяются самые близкие объекты, а затем все более удаленные друг от друга. Процедура построения классификации состоит из последовательных

шагов, на каждом из которых производится объединение двух ближайших групп объектов (кластеров), характеризующихся общими свойствами [61, 284]:

1. Определяется пара объектов, расстояние между которыми минимально. Данные объекты объединяются в одну группу (кластер), в матрице  $D$  вычеркиваются строка и столбец, соответствующие первому из этих объектов, а расстояния от нового кластера до всех остальных кластеров (объектов) вычисляются как средние из расстояний от объектов первого кластера до всех остальных. Полученные значения заносятся в строку и столбец матрицы расстояний, соответствующие второму объекту из первого кластера.
2. По матрице расстояний, уменьшенной на строку и столбец, снова определяют минимальное расстояние и формируют новый кластер. Этот кластер может быть построен в результате объединения либо двух объектов, либо одного объекта с кластером, построенным на первом шаге.

Обычно близость двух кластеров определяется как среднее значение расстояния между всеми парами объектов, где один объект пары принадлежит к одному кластеру, а другой – к другому [54, 61, 284].

Агломеративно-иерархический метод предусматривает выполнение  $(n-1)$  итераций, после выполнения каждой из которых число кластеров уменьшается на единицу, а матрица расстояний уменьшается на строку и столбец. В конце данной процедуры получится один кластер, объединяющий все  $n$  объектов.

Результаты применения агломеративно-иерархического метода графически представляются в виде дендрограммы (дерева иерархической структуры), содержащей  $n$  уровней, каждый из которых соответствует одному из шагов процесса последовательного укрупнения кластеров.

Другим методом многомерного статистического анализа является метод  $k$ -средних. В отличие от агломеративно-иерархического метода, который не требует предварительной оценки возможного числа групп объектов, данный метод основан на гипотезе о наиболее вероятном количестве классов. Задачей метода является построение заданного числа кластеров, которые должны максимально отличаться друг от друга. Процедура построения классификации состоит из следующих шагов [54, 284, 288]:

1. Проводится случайная группировка объектов и строятся кластеры.
2. Осуществляется итерационный процесс перемещения объектов между группами с целью минимизировать внутриклассовую дисперсию показателей и максимизировать межклассовую дисперсию (другими словами, каждый кластер должен состоять из



максимально похожих объектов, а сами кластеры должны быть максимально отличными друг от друга).

Результаты данного метода позволяют получить центры всех классов по каждому из исходных критериев, а также получить графическое представление по каким критериям различаются полученные классы.

Предлагается для оценки ожидаемого числа групп общеэнергетических систем использовать агломеративно-иерархический метод, а для отнесения их к соответствующим группам применять метод  $k$ -средних.

### 1.3 Современное состояние и стратегии развития общеэнергетических систем территориальных образований

#### 1.3.1 Анализ современной территориальной организации энергетического комплекса

Территориальные общеэнергетические системы можно рассматривать на различных организационных уровнях управления. Ранее были выделены уровни макрорегиона, региона и узла (населенного пункта).

Макрорегион представляет собой экономическую зону, состоящую из группы сопредельных субъектов страны с общими природными и экономическими условиями развития производительных сил.

В современных макроэкономических исследованиях на территории России обычно выделяют два крупных макрорегиона: Западный (Европейская часть страны) и Восточный (Азиатская часть страны). Данные регионы отличаются друг от друга особенностями освоения территории, концентрацией отраслей народного хозяйства и проблемами развития.

На долю Западного макрорегиона приходится 1/4 территории России, при этом в его границах проживает более 3/4 населения страны и, соответственно, располагается большая часть городов-миллионеров. На территории Западного макрорегиона сосредоточен основной научно-технический и промышленный потенциал страны, производится более 75% товарной продукции. Вместе с тем производственный комплекс макрорегиона испытывает острый недостаток топливно-энергетических ресурсов [39, 107].

На долю Восточного макрорегиона приходится большая часть территории страны, при этом он слабо заселен (не более 22% населения страны). Здесь сложилась основная топливно-энергетическая база страны. Данный макрорегион выполняет ведущую роль в обеспечении страны топливом и конструкционными материалами. Здесь добывается более 79% угля, 69%

нефти с газовым конденсатом, 92% газа, 62% продукции цветной металлургии. Подавляющая часть ресурсов потребляется Западным макрорегионом и экспортируется [107, 199, 241].

Еще одним представлением макрорегионов являются экономические районы. Экономический район представляет собой совокупность территориально связанных субъектов страны, характеризующихся наличием сильных экономических связей, возникающих в рамках общего технологического процесса и смежных производств, и позволяющих извлекать дополнительный экономический эффект от использования общей инфраструктуры, производительных сил, энергетических мощностей [107, 127, 168]. Согласно принятой схеме районирования выделяют 12 экономических районов, 9 из которых расположены в пределах Европейской части страны: Северный, Северо-Западный, Центральный, Центрально-Черноземный, Волго-Вятский, Поволжский, Уральский, Северо-Кавказский, а также Калининградская область. На территории Азиатской части страны находятся Западно-Сибирский, Восточно-Сибирский и Дальневосточный экономические районы.

Наряду с принятым экономическим районированием территория страны может делиться на условные территориальные образования по одному или группе признаков, определяющих территориальное разделение труда. В частности, это можно отнести к энергоэкономическому районированию, основой которого является деление страны по степени обеспеченности территории собственными энергоресурсами и экономике их использования [107, 200]. Выделение экономического района осуществляется на основе исследования формирований районных хозяйственных комплексов в рамках принятого административного деления страны. Районный хозяйственный комплекс представляет собой систему хозяйственных отношений, формирующуюся в пределах определенной территории. В свою очередь, экономический район выделяется на базе группировки хозяйственных комплексов административных образований для обеспечения управления экономическими процессами на территориальном уровне.

Также в качестве макрорегионов можно рассматривать федеральные округа, представляющие собой крупные территориальные единицы, включающие в свой состав субъекты страны, с выраженным административным центром управления (городом-центром). Федеральные округа организованы с целью государственного регулирования развития и размещения производительных сил на территориальном уровне. По своей сути, федеральный округ представляет собой экономический район в виде крупного территориально-производственного комплекса, выделенный с позиции реализации функций территориального государственного управления высшего звена.

В настоящее время выделено 8 федеральных округов: Центральный, Северо-Западный, Южный, Северо-Кавказский, Приволжский, Уральский, Сибирский, Дальневосточный.

Границы федеральных округов отличаются от принятых экономических районов и полностью совпадают только для Дальневосточного макрорегиона. Центральный, Северо-Западный, Северо-Кавказский, Южный федеральные округа, а также большая часть Приволжского федерального округа входят в Западный макрорегион.

Территориально неделимыми составляющими макрорегионов являются регионы, которые представляют собой субъекты страны. При федеративном устройстве управления субъекты являются ограниченно правоспособными образованиями, имеющими черты государственности. Всего выделено 85 субъектов, среди которых 22 республики, 46 областей, 9 краев, 3 города федерального значения, 4 автономных округа и 1 автономная область. Республика охарактеризована в конституции страны как государство. Край, область, город федерального значения обладают своим уставом и законодательным органом. Автономные области и округа могут входить в состав краев, но при этом их самостоятельность сохраняется. В свою очередь, в состав регионов входят муниципальные районы, представляющие совокупность нескольких городских и сельских поселений, и городские округа.

На рисунке 1.16 представлена дендрограмма территориального районирования страны. В качестве единицы территориального деления рассматривается регион.

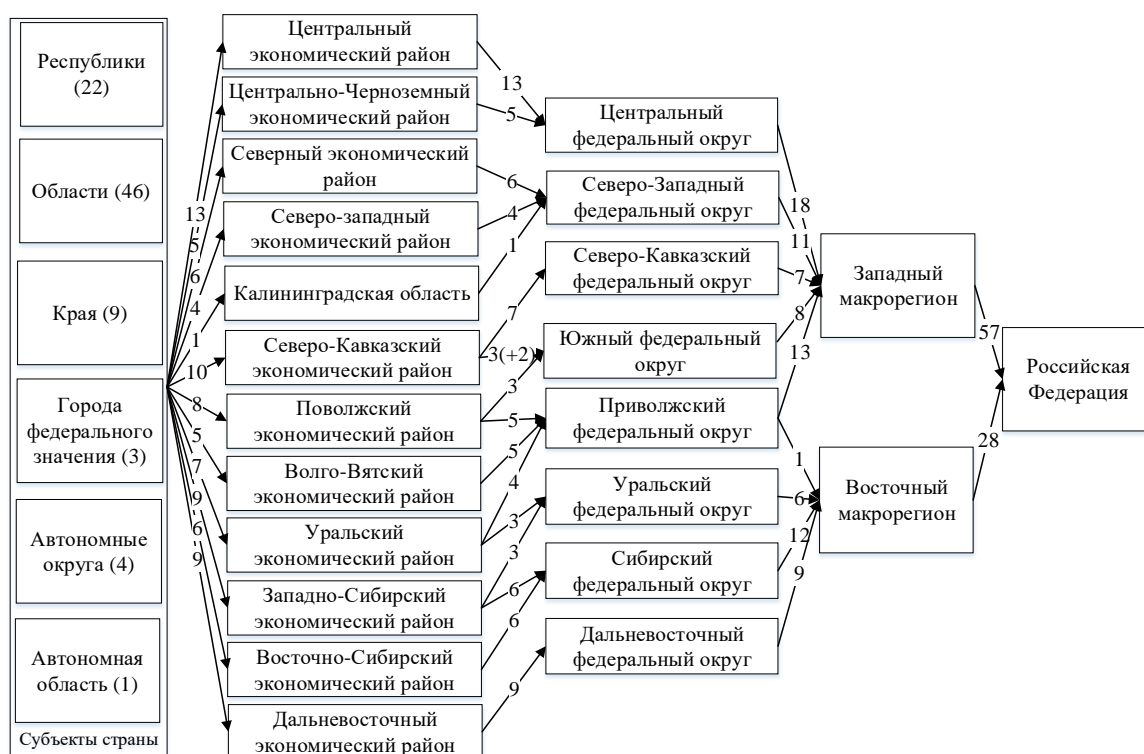


Рисунок 1.16 – Дендрограмма территориального районирования страны

Источник: разработано автором

Территориальное районирование определяет структурную организацию энергетического комплекса и позволяет проводить его исследование на территориальном уровне. Системы топливообеспечения принято рассматривать на уровне регионов и макрорегионов. Система электроснабжения имеет собственное территориальное деление, единицей которого являются районные электроэнергетические системы, в основном совпадающие по территории с границами одного или нескольких соседних регионов. Системы теплоснабжения локализованы в рамках населенных пунктов и их деление осуществляется на уровне городских районов и округов. В Приложении А и на рисунке 1.17 представлены соотношения различных уровней территориального районирования страны и ее энергосистем.



Рисунок 1.17 – Взаимосвязь территориального районирования страны и электроэнергетических систем

Источник: разработано автором

Характерной особенностью территориальной организации энергетического комплекса России является не изолированное размещение его производственных мощностей, а работа преобладающей их части в энергосистемах.

Так в электроэнергетике энергосистемы представляют собой комплекс крупных электростанций разных типов, соединенных между собой высоковольтными линиями электропередачи. Энергосистемы способствуют территориальному рассредоточению производства и населения, позволяют существенно снизить требуемую суммарную мощность

электростанций [100, 107, 234]. Единая электроэнергетическая система России на данный момент включает 70 из 75 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, входят в объединенные энергосистемы (ОЭС) Центра, Северо-Запада, Средней Волги и Урала (между ними наиболее сильные энергетические связи), ОЭС Юга (дефицитную в зимнее время (покрывается из ОЭС Центра)), ОЭС Сибири (связана с ОЭС Урала в основном через территорию Казахстана), ОЭС Востока (слабые связи с ОЭС Сибири) [237, 269].

В энергосистемах России преобладающим типом производственных мощностей являются крупные ГРЭС (государственные районные электростанции) и ТЭЦ (теплоэлектроцентрали), работающие на органическом топливе. Также существенную роль в производстве играют объекты атомной и гидроэнергетики. При этом с позиции факторов территориальной организации энергосистем (потребительского и топливного) АЭС ориентированы на потребителя, в то время как ГЭС на гидроэнергоресурсы и балансирование энергосистемы.

Крупные электростанции имеют наибольшее районообразующее значение. Производя дешевую электроэнергию, они притягивают энергоемкие и теплоемкие производства, являются важным фактором формирования промышленных комплексов и городских агломераций [55, 56].

Наибольшее число крупных районов потребления энергии сосредоточено в Европейской части России, что обусловило создание и развитие густой сети теплоэлектростанций в Западном макрорегионе. ОЭС Центра и Северо-Запада являются наиболее крупными производителями и основными потребителями электроэнергии. Электростанции Центра работают преимущественно на привозном топливе, поступающем из восточных регионов. При этом некоторые электростанции используют местные виды топлива. В районах потребления также сосредоточены и наиболее крупные действующие АЭС [48, 85, 204, 253].

Крупное производство и потребление электроэнергии также сосредоточено в Уральском и Приволжском округах. Здесь также преобладают тепловые электростанции, но при этом большую роль играют гидроэлектростанции. На Волге и ее притоках функционирует каскад ГЭС. Дешевая электроэнергия в сочетании с обеспеченностью водными ресурсами вызвала концентрацию промышленных узлов и городских агломераций со специализацией на энергоемком производстве [55, 107].

Энергосистема Дальневосточного округа, несмотря на энергодостаточность, обусловленную наличием органического топлива и гидроресурсов, является одной из наиболее дорогих в эксплуатации, что вызвано климатическими условиями. При этом в ОЭС Востока входят только энергосистемы южных районов округа, что говорит о ее недостаточном уровне

организации для реализации промышленного потенциала округа. Ввиду того, что наличие центров производства энергии является важнейшим фактором территориальной концентрации промышленности и роста городов, Дальневосточный макрорегион характеризуется низкой плотностью населения и достаточно слабым экономическим развитием [30, 196, 260].

Для энергетического комплекса характерно преобладание крупных организационных структур. Такие энергокомпании как ПАО «Газпром», ПАО «Новатэк», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Южный Кузбасс», ПАО «Интер РАО», ПАО «РусГидро», ПАО «Мосэнерго», ПАО «Иркутскэнерго», ПАО «ТГК-1», ПАО «ОГК-2», ПАО «Энел Россия» входят в число крупнейших по капитализации предприятий России.

Основные производственные активы объединены в межрегиональных предприятиях двух видов: оптовые генерирующие компании (ОГК) и территориальные генерирующие компании (ТГК). ОГК объединяют крупные ГРЭС, специализированные на производстве электроэнергии. В ТГК входят, главным образом, ТЭЦ, осуществляющие производство как электрической, так и тепловой энергии.

На данный момент функционируют 6-ть ОГК, 5-ть из которых работают на базе тепловых электростанций (ОГК-1 и ОГК-3 (в составе ПАО «Интер РАО»), ПАО «ОГК-2» (принадлежит ПАО «Газпром»), ОГК-4 (ПАО «Юнипро»), ОГК-5 (ПАО «Энел Россия»)), а последняя (ПАО «РусГидро») – на основе ГЭС [244, 245, 246, 248, 254].

На сегодняшний день ТГК представлены 12-ю предприятиями: ПАО «ТГК-1» (принадлежит ПАО «Газпром»), ПАО «ТГК-2», ПАО «Мосэнерго» (ТГК-3), ПАО «Квадра» (ТГК-4), ПАО «Т Плюс» (ТГК-5, ТГК-6, ТГК-7, ТГК-9), ООО «Лукойл-Экоэнерго» (ТГК-8), ПАО «Фортум» (ТГК-10), ПАО «ТГК-11» (принадлежит ПАО «Интер РАО»), ПАО «Кузбассэнерго» (ТГК-12) и ПАО «Енисейская ТГК» (ТГК-13) (принадлежат ООО «Сибирская генерирующая компания»), ПАО «ТГК-14», ПАО «РАО ЭС Востока» (входит в состав ПАО «РусГидро»). [244, 247, 249, 250, 251, 252, 254]

Основной задачей территориальных генерирующих компаний является организация комплексного энергоснабжения электроэнергией и теплом местных потребителей. На рисунке 1.18 приведено распределение территориальных генерирующих компаний по экономическим районам.

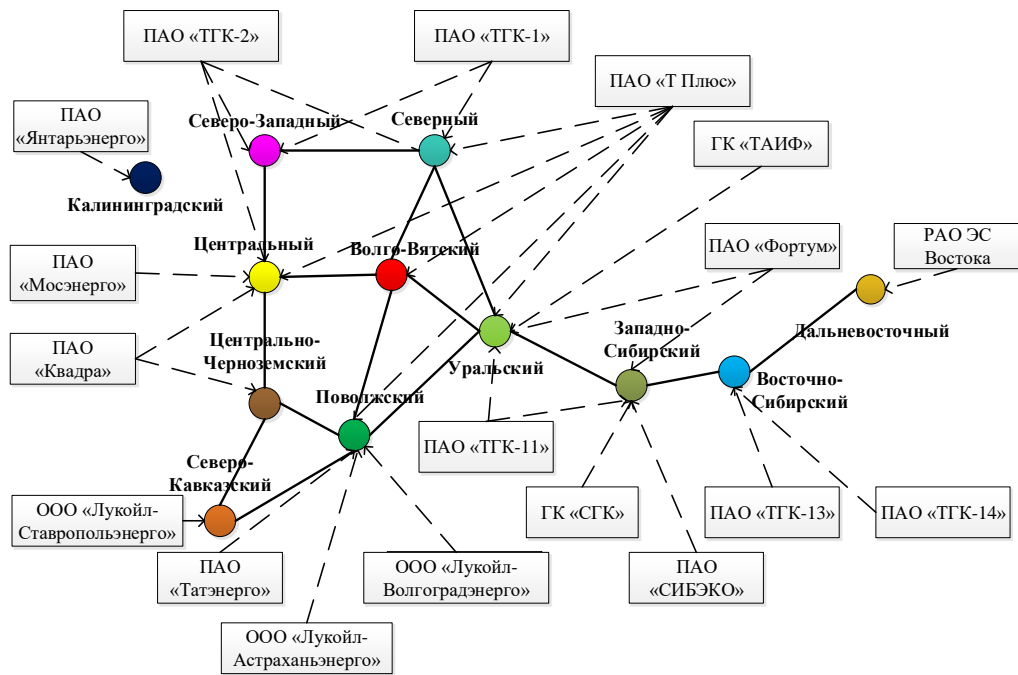


Рисунок 1.18 – Распределение территориальных генерирующих компаний по экономическим районам

Источник: разработано автором

Топлиобеспечение энергетического комплекса осуществляется на основе существующих систем газоснабжения, углеснабжения, нефтеснабжения и ядерной энергетики. Основными обеспечивающими системами являются системы газо- и углеснабжения (96% в структуре потребления органического топлива тепловыми электростанциями), которые конкурируют друг с другом [93, 208, 215].

Система газоснабжения представляет собой единую систему с естественно-монопольной структурой, включающую добычу, переработку, транспортировку, хранение и потребление газа. Добываемый природный газ поступает в магистральные газопроводы, большая часть которых объединена в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) России, принадлежащую ПАО «Газпром». ЕСГ является крупнейшей в мире системой транспортировки газа, включающую 171 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, 50 компрессорных станций мощностью 46 млн кВт, 22 подземных хранилища газа. ЕСГ обеспечивает непрерывный цикл поставки газа от скважины до конечного потребителя [15, 30, 97].

При территориальном делении система газоснабжения страны декомпозируется на системы газоснабжения регионов и территориально-производственных узлов. На 2017 год

уровень газификации страны составил 67,2%. Показатель газификации природным газом федеральных округов приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Уровень газификации природным (сетевым) газом федеральных округов

Федеральный округ	Уровень газификации, %
Северо-Кавказский федеральный округ	92,2
Южный федеральный округ	85,1
Приволжский федеральный округ	82,7
Центральный федеральный округ	80,8
Северо-Западный федеральный округ	47,5
Уральский федеральный округ	48,4
Дальневосточный федеральный округ	15,8
Сибирский федеральный округ	5,8

Источник: составлено автором на основании [15, 208]

Система углеснабжения представляет собой комплекс, расположенных на территории страны шахт, разрезов, обогатительных предприятий и других объектов, используемых для добычи, транспортировки, хранения и распределения угля. Угольные ресурсы распределены по территории страны неравномерно: 64% приходится на Сибирский федеральный округ, 30% на Дальневосточный федеральный округ, 6% на Европейскую часть России и Урал. Доля энергетических углей, используемых для производства конечной энергии, составляет 85%. В структуре добычи угля в настоящее время более 80% приходится на Сибирь и около 10% на Дальний Восток. Такое распределение объясняет преобладание угольных электростанций на территории данных округов (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Распределение угольной энергетики по федеральным округам

Федеральный округ	Доля угольной энергетики в производстве, %
Сибирский федеральный округ	44
Дальневосточный федеральный округ	15
Центральный федеральный округ	15
Уральский федеральный округ	11
Приволжский федеральный округ	7
Северо-Западный федеральный округ	6
Южный федеральный округ	1
Северо-Кавказский федеральный округ	1

Источник: составлено автором на основании [96, 167]

На рисунке 1.19 приведено распределение основных центров производства энергетических ресурсов по экономическим районам.



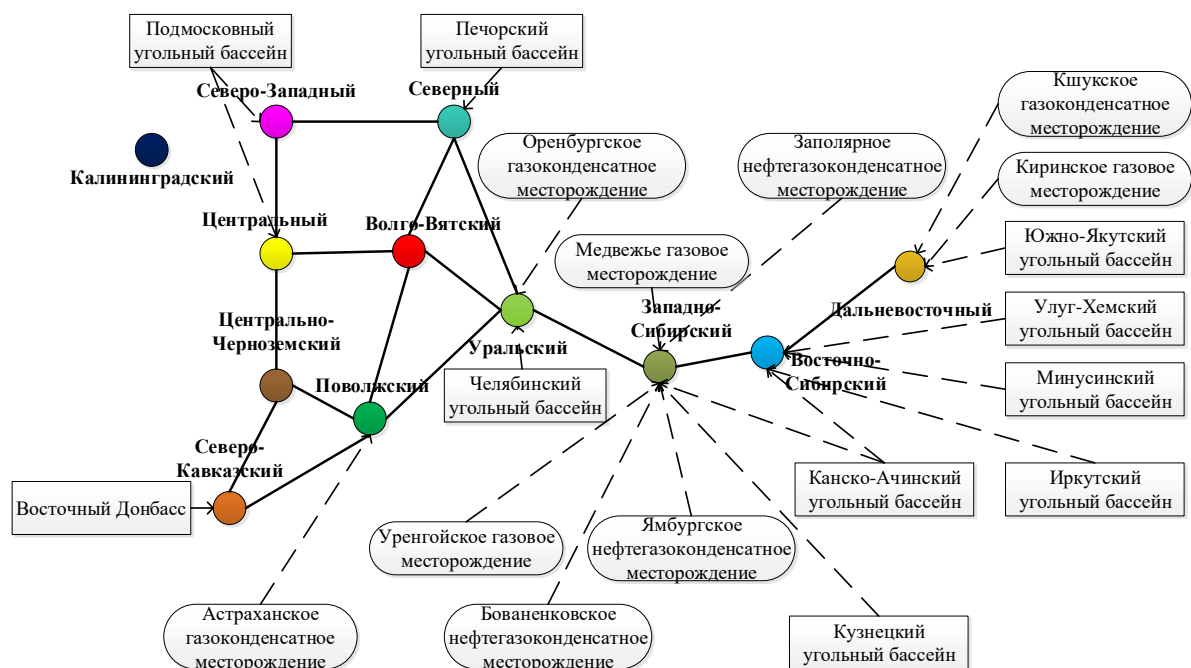


Рисунок 1.19 – Территориальная организация центров производства энергетических ресурсов по экономическим районам

Источник: разработано автором

В Приложении Б приведено обобщение исследования территориальной организации энергетического комплекса по экономическим районам. Можно сделать вывод, что основное производство энергетической продукции сосредоточено в Центральном, Восточно-Сибирском, Уральском и Западно-Сибирском экономических районах. Самые высокие показатели производства электроэнергии на душу населения в Восточно-Сибирском, а самые низкие в Северо-Кавказском экономическом районе, что характеризует существенные различия в степени электрификации их экономик. При этом, несмотря на концентрацию объемов производства, дефицит электроэнергии отмечается в Центральном, Центрально-Черноземном, Волго-Вятском и Северо-Западном экономических районах. Энергодефицитными по собственным ресурсам являются Северо-Западный, Центральный, Центрально-Черноземный и Волго-Вятский экономические районы.

### 1.3.2 Проведение типологизации общеэнергетических систем на региональном уровне

Одним из признанных подходов к группировке общеэнергетических систем является исследование их дифференциации по удельному потреблению энергетических ресурсов и электроэнергии, обусловленной различием структуры производства и климатических условий [58, 76, 111]. Повышенные затраты энергии на человека характеризуют энергонасыщенность

региона и развитость его общеэнергетической системы с позиции производственно-технологического потенциала и энергетических связей. На рисунке 1.20 представлено распределение регионов страны по удельным затратам ТЭР и удельной энергоёмкости ВРП.

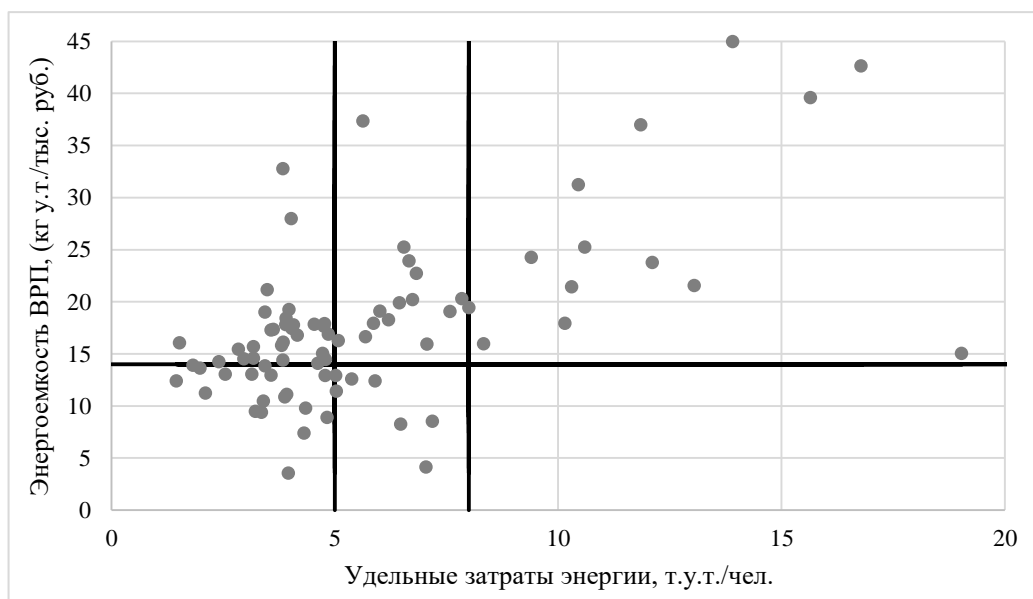


Рисунок 1.20 - Распределение регионов страны по удельным затратам ТЭР и удельной энергоёмкости ВРП

Источник: составлено автором

При удельных затратах энергии до 5 т.у.т./чел высокая энергоёмкость валового регионального продукта обусловлена технологической отсталостью территориальной общеэнергетической системы и потребностью в повышении энерговооруженности экономики. В случае удельных затрат энергии свыше 8 т.у.т./чел высокая энергоёмкость валового продукта региона уже вызвана низкой реализацией потенциала энергосбережения. По последним данным федеральной службы государственной статистики энергоёмкость валового продукта страны составляет 14 кг у.т/ тыс. руб.

Приведенный подход к группировке энергосистем требует уточнения ввиду широкого разнообразия региональных энергосистем и наличия существенных отличий в их структуре и условиях функционирования, определяющих выбор стратегии их развития. Данные отличия позволяет учесть разработанная методология типологизации энергосистем территориально-административных образований страны, в основе которой лежит проведение многомерного статистического анализа структурных и функциональных показателей согласно составленной сложной модели критериев. Результаты многомерного статистического анализа

общеэнергетических систем регионов, полученные методом кластеризации *k*-средних, представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Результаты кластеризации общеэнергетических систем регионов

Система критериев энергосистемы		Группы регионов							
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Внешние связи	отсутствуют	+	+						
	имеются			+	+	+	+	+	+
Вид и происхождение топлива	транспортируемое органическое топливо	газ			+	+	+		
		уголь							
	местное органическое топливо	газ	+	+				+	
		уголь	+	+				+	+
	ядерное топливо						+		
	гидроэнергия		+		+		+	+	
Схема производства	комбинированная	+	+	+	+	+	+	+	
	раздельная		+		+		+	+	
Производственные мощности	избыток	+	+		+	+		+	
	недостаток			+			+		
Потребность в тепле	умеренная			+	+	+			
	высокая	+	+				+	+	
Плотность электропотребления	низкая			+	+				
	высокая	+	+			+	+	+	

Источник: разработано автором

Проведенная типологизация общеэнергетических систем позволила составить обобщенные характеристики общеэнергетических систем изолированных и открытых регионов страны, используемые в дальнейшем в работе при определении стратегий их развития.

Так, группы I и II представляют типы энергосистем территориально-изолированных регионов, характеризующихся соответственно:

- применением возобновляемых источников энергии (в первую очередь, гидроэнергии) (Камчатский край, Республика Саха, Чукотский автономный округ),
- наличием ярко выраженных тепловых электростанций, производящих преимущественно электроэнергию (КЭС) (Магаданская область, Сахалинская область).

Общими чертами энергосистем изолированных регионов являются высокая плотность электропотребления и потребность в тепловой энергии. Им свойственен избыток производственных мощностей, широкое применение теплофикации и использование местных энергоресурсов. Разграничивающей чертой является применение возобновляемых источников

энергии (в первую очередь, гидроэнергии) в электроснабжении. При ее освоении доля тепловых электростанций, производящих только электроэнергию, значительно снижается.

Общеэнергетические системы открытых регионов (80 субъектов) характеризуются гораздо более широкой типизацией, представленной группами III – VIII:

- общеэнергетические системы с источниками энергии на органическом топливе и (или) малыми каскадами гидроэлектростанций, дефицитные и слабо диверсифицированные по энергоресурсам и недостаточными энергетическими мощностями с умеренным потреблением тепла и низкой плотностью графика электроснабжения (регионы непромышленной сферы европейской части страны) (19 субъектов),
- общеэнергетические системы с источниками энергии на органическом топливе, достаточные и слабо диверсифицированные по энергоресурсам и избыточными энергетическими мощностями с умеренным потреблением тепла и низкой плотностью графика электроснабжения (постпромышленные регионы европейской части страны) (23 субъекта),
- общеэнергетические системы на атомной и (или) гидроэнергии с преимущественным применением органического топлива в системах теплоснабжения, диверсифицированные по энергоресурсам и избыточными энергетическими мощностями с умеренным потреблением тепла и высокой плотностью графика электроснабжения (промышленные регионы европейской части страны) (15 субъектов),
- общеэнергетические системы с крупными источниками энергии на органическом топливе (и гидроэнергии), избыточные и слабо диверсифицированные по энергоресурсам и недостаточными энергетическими мощностями с высоким потреблением тепла и высокой плотностью графика электроснабжения (энергоемкие промышленно-сырьевые регионы азиатской части страны) (11 субъектов),
- общеэнергетические системы с источниками энергии на органическом топливе, достаточные по энергоресурсам и избыточными энергетическими мощностями с высоким потреблением тепла и высокой плотностью графика электроснабжения (промышленные регионы азиатской части страны со снижающимися масштабами производства) (7 субъектов),
- общеэнергетические системы с источниками энергии на органическом топливе и (или) малыми каскадами гидроэлектростанций, дефицитные и слабо диверсифицированные по энергоресурсам и недостаточными энергетическими мощностями с высоким потреблением тепла и низкой плотностью графика электроснабжения (регионы непромышленной сферы азиатской части страны) (5 субъектов).

Среди общих черт общеэнергетических систем регионов следует выделить:

- сильную зависимость от органического топлива (присутствует в энергетических балансах всех регионов и в более 88% из них является основным),
- слабую диверсифицированность энергетических ресурсов (объясняется неравномерностью их распределения, 90% которых приходится на азиатскую часть страны; при этом около 86% добычи природного газа вывозится за пределы азиатской части и используется в энергоснабжении европейских регионов (62%); отсюда основным, а часто фактически единственным энергетическим ресурсом для европейских регионов является природный газ, в то время как большинство регионов азиатской части использует уголь),
- неоднородную производственную структуру с ярко выраженным комбинированным производством энергетической продукции (основное производство энергетической продукции сосредоточено на тепловых электростанциях (66%), но при этом в европейской части их дополняют объекты атомной и, частично, гидроэнергетики, в азиатских регионах – крупные гидроэлектростанции; комбинированное производство является одним из ключевых в 97% энергосистем регионов),
- дефицитность (70%) или избыточность по производственным мощностям (обусловлено наличием внешних связей у большинства энергосистем регионов (92%) и их инерционностью, не позволяющей им быстро адаптироваться к изменению структуры потребления),
- умеренной или высокой потребностью в тепловой энергии и постепенным разуплотнением графика электрической нагрузки (в то время как значительная потребность в тепле обусловлена холодными климатическими условиями, разуплотнение электрической нагрузки вызвано снижением доли промышленности (и частично ее энергоемкости) в структуре энергопотребления регионов; на данный момент промышленность остается основным потребителем в 67% регионов).

Энергоизбыточными являются относительно небольшое число регионов России: Тюменская область с автономными округами, Кемеровская область, Красноярский край, республика Коми и Ненецкий автономный округ. Энергосистемы остальных регионов энергодефицитны и зависимы от поставок топлива и (или) электроэнергии, что представляет угрозу региональной энергетической безопасности.

### 1.3.3 Анализ региональных стратегий развития общеэнергетических систем

Естественное стремление регионов к самоуправлению ориентирует региональную энергетическую политику на развитие региональной энергосистемы по пути самообеспечения своих потребностей в энергетических ресурсах и продукции (электроэнергии и тепла). При этом важное значение имеет сохранение тесных связей, технологического и организационного единства региональной энергосистемы с системами топливообеспечения и энергоснабжения страны. Отсюда первостепенными целями государственного управления региональным энергетическим комплексом являются [8, 56, 60, 76, 101]:

- достижение согласия между интересами органов власти на различных территориальных уровнях в отношении развития региональной энергетики и экономики,
- разделение прав, обязанностей и ответственности по управлению энергосистемой на различных территориальных уровнях между федеральными и региональными органами власти, а также муниципалитетами; за энергообеспечение регионов должны нести ответственность региональные органы государственного управления, а органы управления страной или макрорегионом – создавать условия регионам для обеспечения их функций управления, а также координировать межрегиональные энергетические связи,
- обеспечение энергетической безопасности региона как состояния защищенности его потребителей от угроз нарушения энергоснабжения энергетическими ресурсами и продукцией,
- рациональное использование местных и импортируемых энергетических ресурсов с позиции повышения уровня социально-экономического развития региона,
- создание условий для развития территориальных энергетических предприятий и организация регулирования их хозяйственной деятельности с помощью рыночных и централизованных механизмов управления отраслью,
- содействие межрегиональной и внутрирегиональной интеграции хозяйственной деятельности в энергетике, способствующей снижению издержек в отрасли.

Для достижения целей энергетической политики региональные органы управления энергетическим хозяйством наделены следующими функциями [5, 6, 25, 76, 126]:

- разработка, реализация и мониторинг региональных энергетических программ, представляющих собой комплексные программы топливо- и энергообеспечения регионов, в том числе, формирование необходимых инвестиционных фондов и органов управления,

- проведение энергосберегающей политики на основе создания региональных программ энергосбережения и повышения энергоэффективности производства и потребления энергии,
- реализация региональной налоговой политики, как в отношении производителей, так и потребителей энергии, в том числе предоставление налоговых льгот и субсидий, а также применение штрафных санкций за неэффективное расходование энергоресурсов,
- тарифное регулирование стоимости энергетических ресурсов и продукции в рамках предельных уровней, установленных федеральным органом регулирования (ФАС России),
- содействие либерализации региональной энергетики, а также поддержка развития распределенной энергетики, в частности, ввода новых генерирующих мощностей, использующих местные энергоресурсы, на основе государственно-частного партнерства,
- участие региональных органов в управлении предприятиями с государственным участием, функционирующим в регионе, а также в разработке программ санации убыточных и бесперспективных предприятий регионального энергетического комплекса.

Научно обоснованное направление развития регионального энергетического комплекса, обеспечивающее достижение целей энергетической политики региона, а также механизмы его реализации содержатся в энергетической стратегии региона. Базисом для ее разработки является энергетическая стратегия страны, в которой рассматриваются региональные аспекты развития энергетического комплекса на ближайшие 20 лет. Каждые 5 лет стратегия конкретизируется [44, 45, 46].

Энергетическая стратегия предусматривает индивидуальный подход к развитию топливообеспечения и энергоснабжения регионов страны. Его основой являются объем и структура спроса на энергетические ресурсы и электроэнергию, оцениваемые с помощью составления прогноза производства валового регионального продукта.

В таблице 1.5 представлены сводные данные по направлениям развития регионов, сгруппированные по федеральным округам, полученные на основе анализа Энергетической стратегии страны до 2035 года. При формировании направлений учитывалась схема развития энергетического комплекса и энергетический потенциал регионов.

Таблица 1.5 – Стратегии развития энергетического комплекса на территориальном уровне до 2035 года

Федеральный округ	Прогноз энергетики региона на 2035 год	Механизмы развития региональной энергетики
Центральный федеральный округ	<p>Энергодефицитный регион с развитой электроэнергетикой и нефтеперерабатывающей промышленностью. Самообеспеченность в энергоресурсах возрастет до 21% за счет развития атомной энергетики и полной реализации потенциала энергосбережения</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• замена паросиловых энергоблоков на парогазовые, дозагрузка и модернизация угольных блоков,</li> <li>• вывод старого оборудования ТЭЦ из эксплуатации,</li> <li>• ввод в эксплуатацию энергоблоков атомных станций,</li> <li>• модернизация нефтеперерабатывающих заводов,</li> <li>• расширение использования местных энергоресурсов (уголь, торф, биомасса),</li> <li>• ускоренное развитие сферы услуг и неэнергоемких отраслей</li> </ul>
Северо-Западный федеральный округ	<p>Энергоизбыточный регион, осуществляющий поставки энергоресурсов и электроэнергии в энергодефицитные регионы. Самообеспеченность энергоресурсами возрастет до 200% за счет увеличения добычи энергоресурсов и развития атомной энергетики</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• увеличение добычи энергоресурсов в Республике Коми,</li> <li>• освоение новых месторождений на шельфе арктических морей,</li> <li>• развитие атомной энергетики,</li> <li>• развитие газотранспортной системы с соседними округами,</li> <li>• реализация потенциала структурного и технологического энергосбережения</li> </ul>
Южный федеральный округ	<p>Энергодефицитный регион, представляющий транзитно-экспортный узел. Умеренный рост потребности в энергоресурсах и существенное наращивание собственного производства повысит самообеспеченность региона до 60%</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• замена паросиловых энергоблоков на парогазовые,</li> <li>• вывод старого оборудования ТЭЦ из эксплуатации,</li> <li>• развитие использования местных и возобновляемых энергоресурсов,</li> <li>• освоение новых месторождений на шельфе Каспийского моря и развитие транспортной системы Каспийского трубопроводного консорциума,</li> <li>• развитие атомной и гидроэнергетики,</li> <li>• реализация потенциала энергосбережения</li> </ul>
Северо-Кавказский федеральный округ	<p>Энергодефицитный регион, представляющий собой транзитный узел. Равномерный рост потребления и производства энергоресурсов приведет к сохранению самообеспеченности региона на уровне 80%</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• замена паросиловых энергоблоков на парогазовые,</li> <li>• вывод старого оборудования ТЭЦ из эксплуатации,</li> <li>• развитие использования местных и возобновляемых энергоресурсов (гидроэнергетики),</li> <li>• развитие транспортной системы Каспийского трубопроводного консорциума,</li> </ul>



Продолжение таблицы 1.5

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• реализация потенциала энергосбережения</li> </ul>
Приволжский федеральный округ	Энергодефицитный регион с сокращающейся добычей собственных энергетических ресурсов и развивающейся перерабатывающей промышленностью (крупнейший нефтеперерабатывающий регион). Уровень самообеспеченности региона снизится до 55%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• стабилизация добычи нефти и газа за счет разработки малых месторождений и новых методов нефтеотдачи,</li> <li>• развитие перерабатывающей промышленности,</li> <li>• увеличение производства электроэнергии на гидроэлектростанциях (повышение уровней водохранилищ),</li> <li>• замена паросиловых энергоблоков на парогазовые, дозагрузка и модернизация угольных блоков,</li> <li>• реализация потенциала энергосбережения</li> </ul>
Уральский федеральный округ	Энергоизбыточный регион, являющийся основным поставщиком энергоносителей в энергодефицитные регионы и на экспорт, и развивающейся химической промышленностью	<ul style="list-style-type: none"> <li>• рост объемов добычи нефти и природного газа (Ямал, Тюменская область),</li> <li>• развитие атомной энергетики,</li> <li>• развитие газоперерабатывающей промышленности для утилизации газового конденсата</li> <li>• повышение энергоэффективности экономики региона.</li> </ul>
Сибирский федеральный округ	Энергоизбыточный регион с развитой добывающей и перерабатывающей промышленностью (первое место по добыче угля, второе – нефти и газа). Уровень самообеспеченности региона сохранится на уровне 150%.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• увеличение добычи нефти и газа в Красноярском крае и Иркутской области,</li> <li>• газификация промышленности и ЖКХ,</li> <li>• развитие угольной промышленности за счет освоения новых месторождений (Республика Тыва, Забайкальский край)</li> <li>• развитие угольной электроэнергетики и гидроэнергетики,</li> <li>• усиление магистральных электрических связей с ОЭС Урала.</li> </ul>
Дальневосточный федеральный округ	Энергоизбыточный регион с развивающейся добывающей промышленностью. Уровень самообеспеченности региона повысится до 120%.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• освоение нефтегазовых и угольных месторождений (Сахалин, Якутия)</li> <li>• развитие нефте- и газотранспортной системы,</li> <li>• присоединение изолированных энергорайонов Якутии и Магаданской области к ЕЭС страны,</li> <li>• развитие возобновляемой и гидроэнергетики</li> </ul>

Источник: составлено автором на основании [45, 46]

Перед российскими регионами поставлена задача обеспечения снижения энергоемкости валового продукта страны в 1,5 раза к 2035 году за счет реализации региональных государственных программ по повышению энергоэффективности (потенциал энергосбережения в целом по стране оценивается на уровне 40%). На рисунке 1.21 представлен вклад энергоемкости валового регионального продукта в энергоемкость валового продукта страны.

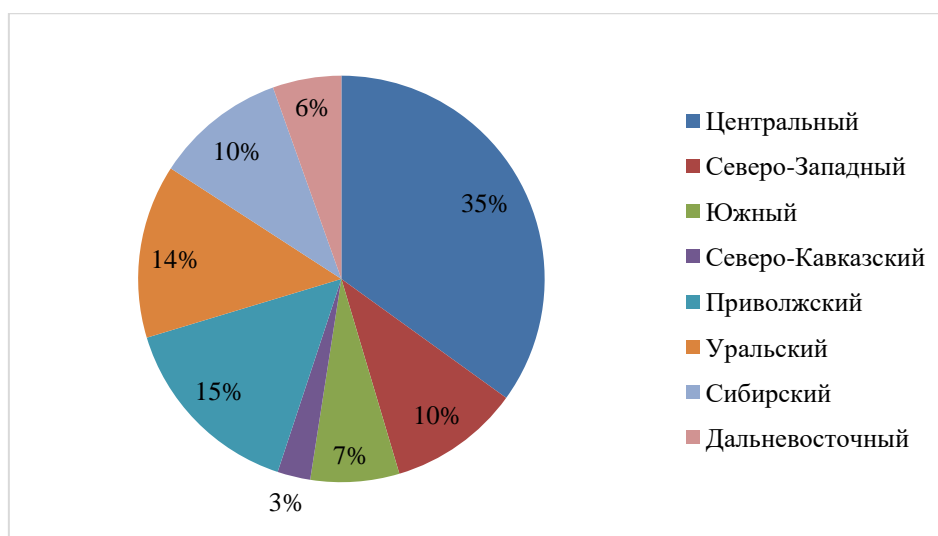


Рисунок 1.21 – Вклад энергоёмкости валового регионального продукта в энергоёмкость валового продукта страны по федеральным округам

Источник: составлено автором на основании [202, 207]

Требуемое сокращение энергоёмкости ВРП регионов достигается следующими типами стратегий:

- снижения потерь энергетических ресурсов и обеспечения их энергосбережения в разных секторах экономики региона (в первую очередь, энергетическом секторе),
- повышения роста ВРП за счет организации производств с низкой энергоёмкостью, другими словами, развития малого бизнеса и сферы услуг,
- вывод старого и неэффективного производственного оборудования из эксплуатации и оптимизация режимов работы энергосистемы,
- освоения энергоэффективных производственных технологий региональным энергетическим комплексом.

Производственно-технологические и структурные различия и особенности энергосистем регионов определяют разные приоритеты и сценарии реализации приведенных стратегий. В таблице 1.6 приведено соотнесение стратегий снижения энергоёмкости ВРП с выделенными в результате проведенной типологизации группами энергосистем регионов.

Для регионов с изолированными энергосистемами выбор приоритетной стратегии снижения энергоёмкости ВРП во многом определяется структурой используемых энергоносителей, в первую очередь, применением возобновляемых источников энергии. В свою очередь, для регионов с открытыми энергосистемами выбор стратегии снижения

энергоёмкости зависит от их экономической базы устойчивого роста и состояния энергетической инфраструктуры.

Таблица 1.6 – Соотнесение стратегий снижения энергоёмкости ВРП с выделенными в результате типологизации группами регионов

Группа энергосистем	Характеристика	Приоритетная стратегия сокращения энергоёмкости ВРП
I	Энергосистемы территориально-изолированных регионов с развитыми возобновляемыми источниками энергии	Освоение энергоэффективных производственных технологий с целью повышения КПД и КИУМ энергосистемы
II	Энергосистемы территориально-изолированных регионов на органическом топливе	Снижение потерь энергоресурсов и обеспечение их энергосбережения в энергетическом секторе
III	Энергосистемы открытых регионов непромышленной сферы европейской части страны	Освоение энергоэффективных производственных технологий, повышающих эффективность энергосистемы в условиях неравномерного энергопотребления
IV	Энергосистемы открытых постпромышленных регионов европейской части страны	Снижение энергоёмкости производства за счет его реструктуризации и развития сферы услуг
V	Энергосистемы открытых промышленных регионов европейской части страны	Снижение потерь энергоресурсов и обеспечение их энергосбережения в энергетическом секторе
VI	Энергосистемы открытых энергоёмких промышленно-сырьевых регионов азиатской части страны	Снижение потерь энергоресурсов и обеспечение их энергосбережения в энергетическом секторе
VII	Энергосистемы открытых промышленных регионов азиатской части страны со снижающимися масштабами производства	Вывод старого и неэффективного производственного оборудования из эксплуатации и оптимизация режимов работы энергосистемы
VIII	Энергосистемы открытых регионов непромышленной сферы азиатской части страны	Освоение энергоэффективных производственных технологий, повышающих эффективность энергосистемы в условиях неравномерного энергопотребления

Источник: разработано автором

1.4 Проблемы обеспечения энергетической безопасности на уровне территориальных общенергетических систем в рыночных условиях

1.4.1 Проблематика и понятийный аппарат энергетической безопасности

Развитие территориальных общеэнергетических систем направлено на решение проблемы обеспечения энергетической безопасности регионов, управленческим аспектам которой в работе уделяется особое внимание. Ключевыми документами, определяющими понятийный аппарат и основные индикаторы энергетической безопасности, на данный момент являются [2, 7, 12, 14, 17, 23, 44, 45, 46]:

- Энергетическая стратегия России до 2020 года (2003 г.)
- Энергетическая стратегия России до 2030 года (2009 г.)
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2030 года (2010 г.)
- Федеральный закон “Об электроэнергетике” (2010 г.)
- Федеральный закон “О теплоснабжении” (2010 г.)
- Федеральный закон “О безопасности объектов ТЭК” (2011 г.)
- Доктрина энергетической безопасности (2012 г.)
- Энергетическая стратегия России до 2035 года (2014 г.)
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года (2017 г.)

Согласно данным документам энергетическая безопасность, выражая энергетические аспекты экономической и национальной безопасности, определяет состояние защищенности страны от угроз надежному топливо- и энергоснабжению, обеспечение которого является одной из приоритетных задач государства.

Понятийный аппарат энергетической безопасности основан на концепциях национальной и экономической безопасности и надежности [4, 64, 77, 214].

С позиции концепции национальной безопасности энергетическая безопасность выражает ее энергетические аспекты и отражает вклад энергетики в ее обеспечение. По своей сути энергетическая безопасность является частью экономической безопасности, характеризующей защищенность экономических отношений. Она реализуется через экономические механизмы и выделяется в отдельную категорию по причине определяющего влияния энергетики на развитие национальной экономики (рисунок 1.22).

В настоящее время энергетика является основой экономической безопасности страны и формирует ее возможности [77, 179]. Она представляет собой системное образование в виде взаимосвязанных отраслей и протекающих в них процессов, направленных на удовлетворение энергетических потребностей общества. В таком случае, обеспечение энергетической безопасности будет характеризовать удовлетворение потребностей общества в энергии на уровне, обеспечивающим сохранение и развитие экономических отношений страны и ее территориально-административных образований.

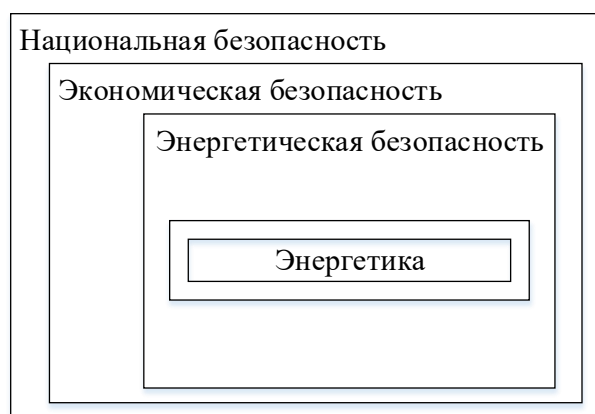


Рисунок 1.22 – Место энергетической безопасности в структуре национальной безопасности

Источник: разработано автором на основании [216, 225, 226]

С позиции концепции надежности энергетическая безопасность характеризует непрерывность процесса энергоснабжения потребителей. В то же время, если надежность является свойством энергосистемы территориального образования, то энергетическая безопасность характеризует состояние территориального образования, достигаемое с помощью организации непрерывного энергоснабжения (таблица 1.7).

Таблица 1.7 – Сравнительный анализ понятий надежности и энергетической безопасности

Характеристика	Анализируемое понятие	
	Надежность	Энергетическая безопасность
Категория	Свойство	Состояние
Принадлежность	Энергосистема и ее элементы	Территориально-административное образование различных уровней
События	Массовые или единичные отказы элементов	Реализация угроз состоянию энергозащищенности потребителей
Причины возникновения событий	Отказы оборудования и систем управления, а также человеческий фактор	Техногенные, социально-политические и экономические
Последствия событий	Снижение производственной эффективности и недоотпуск энергоресурсов (в т.ч. массовый)	Энергетический кризис территориального образования и ослабление экономической и национальной безопасности

Источник: составлено автором на основании [74, 212, 215]

Ключевой категорией в понятийном аппарате энергетической безопасности является защищенность. Она представляет собой состояние, достигаемое путем обеспечения [2, 213, 216]:

- бездефицитности ресурсоснабжения территориального образования,
- экономической доступности энергетической продукции для местных потребителей,
- наличия технологий, позволяющих организовать надежное и эффективное функционирование территориальной энергосистемы при существующих экологических ограничениях.

Отсюда энергетическая безопасность характеризуется такими категориями как ресурсная достаточность, экономическая доступность и технологическая допустимость.

Предлагается уточнить понятие энергетической безопасности исходя из следующих соображений.

Во-первых, широкое применение государством рыночных механизмов управления энергетикой, приведшее к приватизации и передаче значительной части производственных активов энергосистем частным владельцам, требует для стабильного функционирования отрасли обеспечения экономической рентабельности производства энергетической продукции и формирования уровня доходности, позволяющей энергопредприятиям реализовывать программы технологической модернизации и инновационного развития.

Во-вторых, экономическая доступность энергетических ресурсов и продукции является верхним ограничительным порогом для ресурсной достаточности и технологической эффективности, отражая объемы доступных энергоресурсов, экономичность процессов их производства и преобразования в энергетическую продукцию. Экономический предел в рыночных условиях достигается в энергетическом хозяйстве раньше, чем ресурсный и технологический.

Таким образом, энергетическую безопасность на территориальном уровне предлагается охарактеризовать в виде состояния защищенности территориальной единицы страны от угроз надежному топливо- и энергоснабжению, достигаемого путем обеспечения функционирования ее общеэнергетической системы в рыночных условиях в соответствии с принципами потребительской доступности энергетической продукции и экономической рентабельности ее производства.

Данное уточнение энергетической безопасности позволяет более комплексно рассматривать экономические и управленческие проблемы ее обеспечения, которые, по мнению многих исследователей, в условиях продолжающейся глобализации и либерализации энергетики являются ключевыми и будут такими оставаться в среднесрочной перспективе [62, 77, 187, 212].

#### 1.4.2 Современные угрозы территориальной энергетической безопасности

Основные источники и характер современных угроз энергетической безопасности закреплены в Доктрине энергетической безопасности страны. В ней выделяются следующие виды угроз энергетической безопасности:

- внутренние экономические угрозы,
- социально-политические угрозы,
- техногенные угрозы,
- природные угрозы,
- внешнеэкономические и внешнеполитические угрозы.

Экономические и управленческие угрозы являются ключевыми на современном этапе развития экономики и энергетики. Среди них можно выделить следующие основные угрозы [136, 145, 200, 225, 279, 280]:

- дефицит инвестиций, способный привести к некомпенсируемому выбытию производственных мощностей энергетического комплекса, и, как следствие, нарастающий удельный вес морально устаревшего и физически изношенного энергетического оборудования, снижающий надежность и экономичность энергосистем,
- низкая инновационная активность в энергетике, приводящая к снижению технического уровня объектов энергетического комплекса из-за недостаточного финансирования НИОКР и слабой реализации их результатов, и, как следствие, отставание в освоении критически важных технологий и зависимость энергопредприятий от импорта оборудования и инжиниринговых услуг,
- усложнение системы управления энергетическим комплексом и рост неопределенности результатов его функционирования, вызванное процессами глобализации и либерализации энергетики, и, как следствие, незавершенность региональных программ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, сохранение высокой энергоемкости продукции,
- структурные сдвиги в экономике, приводящие к росту неравномерности спроса на энергетическую продукцию за счет повышения доли в энергопотреблении населения и внепроизводственной сферы, и, как следствие, изменение требований к составу и структуре производственных мощностей энергосистем, а также их функционированию в рыночных условиях,
- сложившаяся нерациональная структура спроса на энергетические ресурсы, при которой цены на них не соответствуют их потребительским свойствам, и, как следствие, замедление диверсификации энергобаланса и доминирование природного газа в европейских регионах страны.

Актуальность данных угроз демонстрируют графики, приведенные на рисунках 1.23 – 1.28.

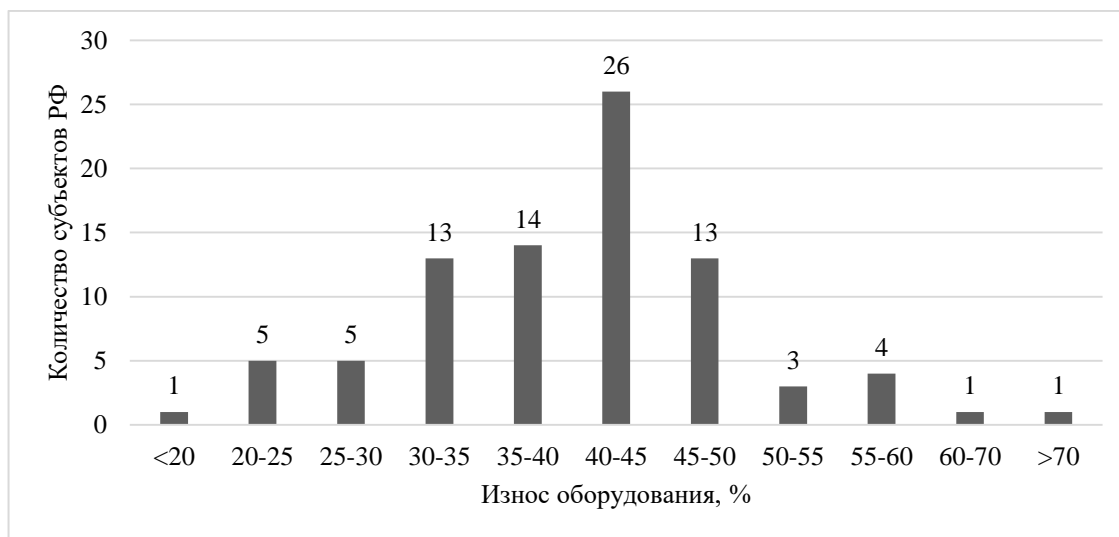


Рисунок 1.23 – Гауссиана износа оборудования производства и распределения электроэнергии по регионам

Источник: разработано автором на основании [202, 207]

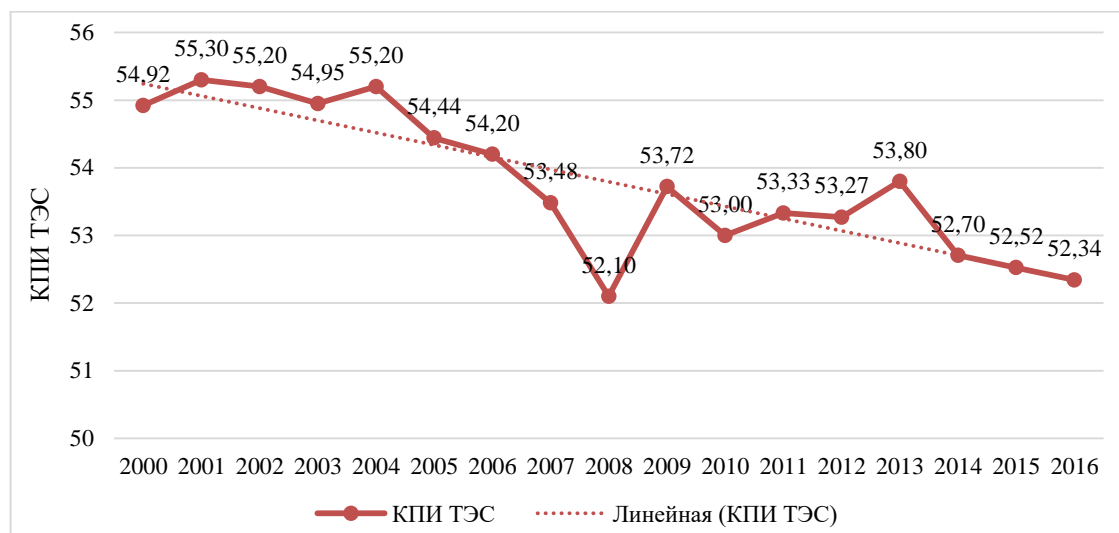


Рисунок 1.24 – Динамика коэффициента полезного использования топлива ТЭС

Источник: разработано автором на основании [199, 206]



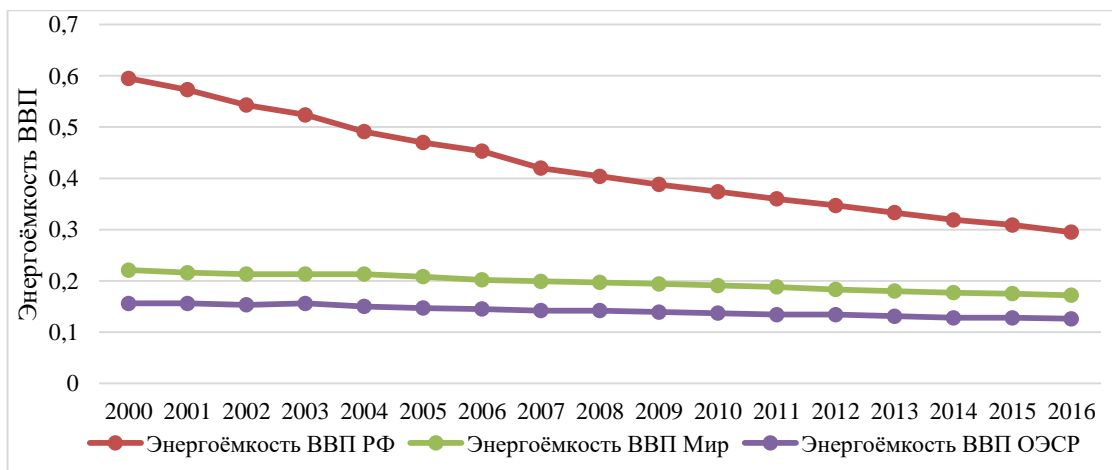


Рисунок 1.25 – Динамика энергоёмкости валового продукта страны

Источник: разработано автором на основании [131, 199, 208]

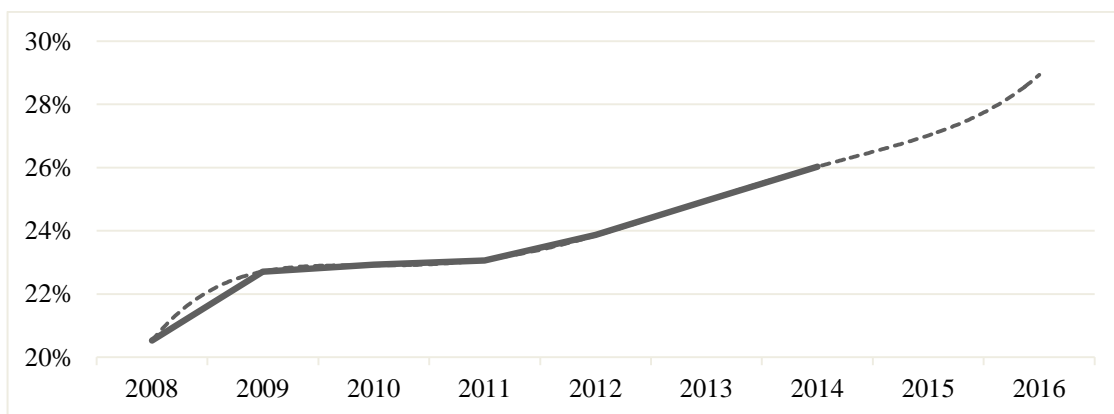


Рисунок 1.26 - Показатель координации энергопотребления населения и промышленности

Источник: разработано автором на основании [145, 199, 206]

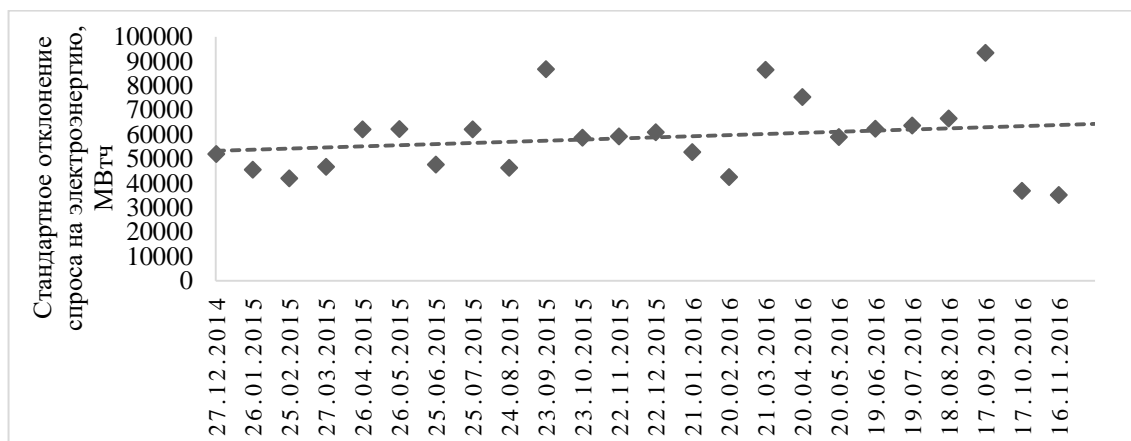


Рисунок 1.27 – Рост неравномерности спроса на электроэнергию

Источник: разработано автором на основании [145, 270]

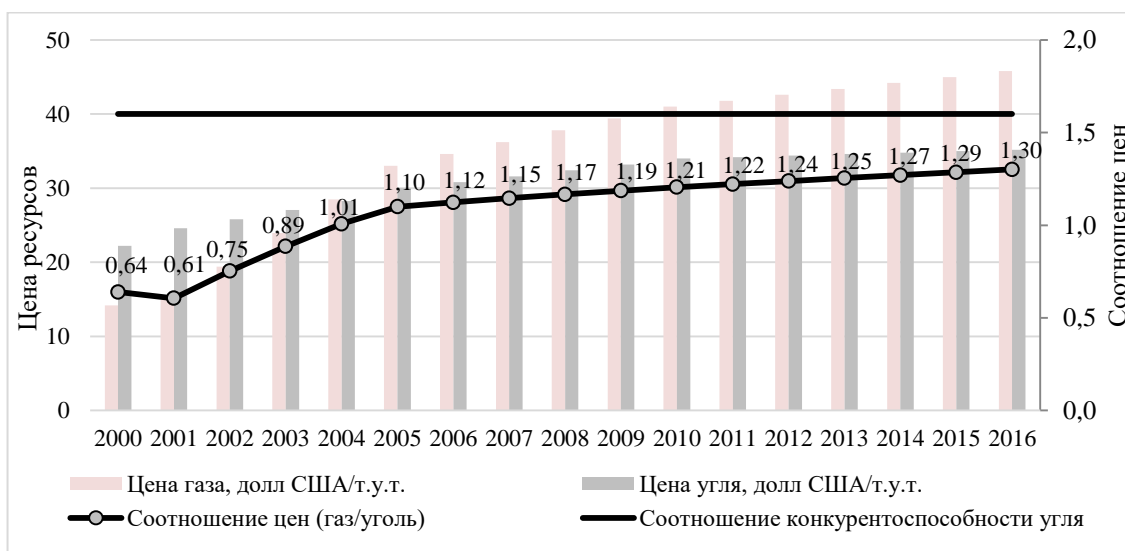


Рисунок 1.28 – Динамика изменения соотношения цен на газ и уголь

Источник: разработано автором на основании [3, 15, 46, 261]

По данным Федеральной службы государственной статистики износ основных производственных фондов электроэнергетики составляет около 40%. При этом наименее изношены активы магистрального сетевого комплекса, за ним следует сегмент генерации, а замыкающим является распределительный сетевой комплекс с износом до 70%. Следует отметить, что более 90% мощностей действующих электростанций, 70% котельных, 70% электрических и 66% тепловых сетей было введено в эксплуатацию до 1990 года. Это говорит о том, что основной стратегией борьбы с износом энергопредприятий является продление срока службы производственных фондов за счет проведения капитального ремонта. Частично данную ситуацию выправляет ввод новых мощностей по договорам предоставления мощности (ДПМ), но при этом в отрасль было осуществлено всего 62% инвестиций, запланированных в Энергетической стратегии до 2020 года.

Коэффициент полезного использования топлива на тепловых электростанциях последние десятилетия снижался и на данный момент составляет около 54%. Это обусловлено снижением тепловой нагрузки электростанций ввиду перехода на теплоснабжение преимущественно от котельных, что вызвано низкой конкурентоспособностью ТЭЦ при функционировании в условиях энергорынка, а также неправильной ценовой политикой на рынке тепла (в частности, перекрестного субсидирования), которая привела к уходу ряда крупных потребителей тепла из систем централизованного теплоснабжения. В целом, средний КПД электростанций страны составляет 36,6% (38% - станции на угле, 41% - на газе) (для сравнения в мире – 39-41,5%). При

этом в качестве нижней технологической границы эффективности Международным энергетическим агентством рекомендуются показатели КПД станций на угле – 43%, на газе – 55% [262, 266, 282, 283]. Несоответствие данным показателями эффективности говорит о низкой инновационной активности и технологическом отставании энергетики страны.

Уровень эффективности использования энергии в стране и ее территориальных образований и, соответственно, конкурентоспособности экономики характеризуется показателем энергоемкости валового внутреннего продукта. Приведенные выше значения показателей свидетельствуют о достаточно высоких темпах снижения энергоемкости ВВП в мире. Россия находится на последнем месте в мировом рейтинге из 44 стран по энергопотреблению на единицу ВВП, ее показатель энергоемкости в 5 раз превышает наилучшие мировые значения. Высокая энергоемкость обусловлена помимо климатических условий, являющихся причиной длительного отопительного сезона (75% потребляемой энергии населением составляет тепло), низкой эффективностью энергетики и энергоемких отраслей, а также недостаточным вниманием к проблемам энергосбережения на территориальном уровне. В регионах страны имеется дефицит тепловой мощности, оцениваемый в 20% от суммарной потребности в тепловой энергии, что приводит к перерасходу топлива за счет использования других источников энергии в 2-2,5 раза (при замещении тепла электроэнергией - в 3,5-4 раза). Для сравнения энергоемкость ВВП Канады с похожим климатом и развитой промышленностью в 1,8 раза ниже энергоемкости России.

Постепенный переход к постиндустриальной экономике приводит к сокращению доли энергоемкого промышленного производства и росту доли бытовых потребителей в структуре энергопотребления. Это обусловлено ростом городского населения и повышением энергопотребления на душу населения за счет увеличения числа бытовых приборов, потребляющих электроэнергию. Если в случае промышленного потребителя в среднем по энергосистеме существует возможность управления спросом путем стимулирования работы предприятия в несколько смен, и таким образом, выравнивать во времени потребление энергетической продукции, то для бытового потребителя данная возможность отсутствует, поскольку распределение во времени потребления человеком энергоресурсов обусловлено его социальными и биологическими ритмами, слабо поддающимися регулированию. Данное обстоятельство оказывает сильное влияние на производственную эффективность энергосистемы.

В свою очередь, сложившаяся нерациональная структура спроса на энергетические ресурсы обусловлена существенным несоответствием цен на энергоносители их потребительским свойствам. Если поставка газа на тепловые электростанции осуществляется, в

основном, предприятиями ПАО «Газпром» и цены регулируются на уровне региональных энергетических комиссий, то уголь приобретает у независимых предприятий по свободным ценам, что приводит к перекосу стоимости топливных ресурсов. Разница в стоимости угля и газа не соответствует их различиям в качестве как источников энергии. На сегодняшний день соотношение цен на газ и уголь составляет величину 1,3 и даже не достигает мирового показателя 1,5. При этом уголь является конкурентоспособным топливом в сравнении с газом при ценовом соотношении не менее 1,6 на современном этапе развития технологий преобразования энергии.

В Энергетической стратегии до 2035 года заложены индикаторы энергетической безопасности, приведенные в таблице 1.8. По мнению разработчиков Стратегии, их невыполнение приведет к возникновению угрозы энергетической безопасности.

Таблица 1.8 – Значения индикаторов энергетической безопасности к 2035 году

Индикатор	Значение
Отношение годового прироста балансовых запасов энергоресурсов к объемам их добычи	Не менее 1
Динамика внутренних цен на энергетические ресурсы и электроэнергию	Не выше уровня инфляции
Снижение среднего износа основных производственных фондов в энергетике	Не менее 5%
Ликвидация дефицита и поддержание резерва мощности электростанций	На уровне 17%
Доля экспорта энергоресурсов в общем стоимостном объеме экспорта	Не более 45%
Доля продукции нефтепереработки и нефтехимии в общем стоимостном объеме экспорта энергоресурсов	Не менее 40%
Доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона в общем объеме экспорта энергоресурсов	Не менее 31%

Источник: составлено автором на основании [46]

На данный момент отсутствуют предпосылки к выполнению ряда поставленных индикаторов энергетической безопасности.

Если требуемое отношение годового прироста балансовых запасов энергоресурсов к объемам их добычи удастся достигнуть и даже перевыполнить при условии освоения месторождений с высокой стоимостью добычи топлива и внедрения технологий, повышающих рентабельность его извлечения, то внутренние цены на электроэнергию и газ для промышленных потребителей в стране уже достигли и превзошли уровень США. В том числе потребовалась корректировка роста цен на электроэнергию для населения. Согласно прогнозам

Минэкономразвития на ближайшие годы при уровне инфляции в 4% рост тарифов на электроэнергию для бытового потребителя составит 5%.

Снижение среднего износа основных производственных фондов электроэнергетики также вряд ли удастся обеспечить, на данный момент он стабилизировался и, скорее всего, к отмеченному периоду не будет менее 45%.

Резервы мощности единой энергосистемы на данный момент составляют 38,6 ГВт, другими словами, 16,3% установленной мощности энергосистемы. При наблюдаемом годовом приросте производственных мощностей на уровне 1,8% и медленном росте спроса на электроэнергию (1,5%) установленный индикатор в 17% должен быть достигнут.

Доля экспорта энергоресурсов в общем стоимостном объеме экспорта стабильна и последние 5 лет колеблется около значения в 70%. Единственное снижение объема экспорта в денежном выражении было зафиксировано в 2015 году из-за девальвации рубля. Данное падение было компенсировано наращиванием поставок топлива в натуральном выражении на внешние рынки, чему способствовало снижение его цены. Таким образом, заявленное значение индикатора в 45% малодостижимо. В то же время доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона в общем объеме экспорта энергоресурсов растет и на данный момент уже составляет более 30% (больше только с ЕС – 45%).

Нефтепереработка и нефтехимия являются перспективными развивающимися отраслями. При этом на текущий момент доля высокотехнологичной продукции в экспорте нефтехимической промышленности не превышает 10% и, главным образом, представлена продукцией низкой и средней глубины переработки сырья. Анализ внешнеторгового оборота нефтехимических товаров показывает, что на долю экспортных поставок приходится 52,8% оборота, в то время как на импорт – 47,2%. Можно заключить, что первостепенной задачей в данной сфере на ближайшие десятилетия будет реализация программы импортозамещения и повышение конкуренции продукции на внутреннем рынке, что потребует освоения технологий глубокой переработки нефти (для сравнения глубина переработки в России 75%, в ЕС - 85%, в США - 96%). Понятно, что доля экспорта высокотехнологичных продуктов нефтепереработки в 40% недостижима.

Полная или частичная реализация угроз энергетической безопасности страны и ее территориальных образований может привести к нарушению стабильности функционирования территориальных общеэнергетических систем, что вызовет обострение проблемы обеспечения надежного энергоснабжения потребителей и замедление темпов развития экономики. Предотвращение и преодоление угроз энергетической безопасности должно быть ключевой задачей органов власти на различных территориальных уровнях, решение которой в рыночных

условиях невозможно без кооперации с базовыми территориальными энергетическими предприятиями.

#### 1.4.3 Методологические аспекты проблем управления развитием общеэнергетических систем территориальных образований с позиции обеспечения требований энергетической безопасности

Обеспечение энергетической безопасности является крупной задачей народно-хозяйственного значения, решение которой является одним из приоритетных направлений экономической деятельности государства.

В настоящее время энергетика прочно связана со всеми сферами хозяйственной деятельности, и ни одна из них не может полноценно функционировать без энергетического обеспечения. В то же время деятельность государства в сфере энергетики традиционно включается в состав его экономических функций и понимается достаточно узко, как регулирование деятельности естественных монополий в энергетической отрасли, что является явной недооценкой той роли, которую энергетика играет в экономике [19, 77, 117, 228].

Деятельность государства в данной сфере, в первую очередь, должна быть направлена на обеспечение надежного и непрерывного функционирования общеэнергетических систем на различных организационных уровнях, устойчивое развитие которых в условиях современных проблем и вызовов энергетической безопасности будет являться гарантом энергозащищенности страны и ее территориальных образований. В таком случае, ключевым механизмом государственного управления на территориальном уровне в рыночных условиях будет являться регулирование экономических отношений, возникающих в процессе функционирования и развития территориальных общеэнергетических систем.

Подобное представление деятельности государства в энергетике позволяет выделить его энергетическую функцию в виде совокупности направлений экономической деятельности, нацеленных на обеспечение надежного функционирования и устойчивого развития общеэнергетических систем, формирования рынков энергетических ресурсов и продукции и регулирования правоотношений их участников и предельных цен на товары и услуги.

Энергетическая функция государства осуществляется через систему государственных органов, среди которых следует выделить: Министерство энергетики России (общее государственное управление в области энергетики), Федеральная антимонопольная служба (регулирование естественных монополий и цен (тарифов) на энергетические товары и услуги), Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (технологическое регулирование в области промышленной безопасности при производстве энергетических товаров и услуг (пользование недрами, атомной энергии, электрических и

тепловых установок и сетей, а также гидротехнических сооружений)). На территориальном уровне энергетическая функция относится к компетенциям региональных органов исполнительной власти, которые носят различные названия в зависимости от региона – Региональная энергетическая комиссия, Управление энергетики и тарифов, Министерство энергетики.

Законодательная форма энергетической функции государства представлена следующими нормативно-правовыми актами: № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», № 190-ФЗ «О теплоснабжении», № 69-ФЗ «О газоснабжении», № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

Исходя из анализа данных документов, можно выделить следующие направления реализации энергетической функции государства:

- обеспечение энергетической безопасности страны (на основе стратегического планирования развития систем энергетики),
- обеспечение экологической безопасности объектов энергетики,
- обеспечение надежного и бесперебойного функционирования энергетики,
- обеспечение условий для предпринимательской деятельности в сфере энергетики,
- соблюдение баланса интересов поставщиков и потребителей энергии,
- экономическое обоснование устанавливаемых предельных цен на энергетические товары и услуги,
- обеспечение развития комбинированного производства энергетической продукции и централизованного теплоснабжения потребителей,
- повышение уровня газификации страны.

Принятая рыночная модель управления энергетическим хозяйством, свойственная для территориальных образований страны, требует согласования стратегий развития его объектов со стороны энергопредприятий, в управлении которых они находятся, и территориальных органов государственного управления, с целью обеспечения необходимого уровня энергетической безопасности для ответа на внешние и внутренние вызовы надежности и эффективности комплексного энергообеспечения местных потребителей в средне- и долгосрочной перспективе.

Порождаемый рынком конфликт интересов, выраженный в различии представлений об эффективности энергетического хозяйства на различных уровнях управления его объектами (региона и энергопредприятий), приводит к рассогласованию системы управления территориальной энергетикой. В то время как критерием эффективности энергетического

хозяйства со стороны государства является экономичность эксплуатации (максимально эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов, низкая себестоимость производства энергетической продукции) при обеспечении заданного уровня надежности, критерием со стороны энергопредприятий является прибыльность, то есть соответствие объектов хозяйствования конкурентной технологической инфраструктуре, позволяющей извлекать доход в различных торговых секторах энергорынков, в том числе с применением инструментов рыночной силы [159, 231].

Не учет данного фактора при формировании региональной энергетической политики приводит к неэффективности механизмов реализации энергетических программ, а обозначенные в энергетической стратегии условия, при которых энергопредприятия будут в состоянии выполнить требования государства к энергетическому сектору, становятся недостижимыми. Другими словами, энергетическая стратегия региона лишается способности нести в себе управленческие функции ввиду невозможности достижения обозначенных целей в установленные сроки, по своей сути превращаясь в рамочный документ. Данный факт создает предпосылки не только для отклонения развития энергетического хозяйства от научно-обоснованных направлений, заложенных в стратегии, но и формирования совершенно других векторов его эволюции, вызванных неизученными причинными связями, что повышает неопределенность и, соответственно, вероятность реализации угроз энергетической безопасности.

Обеспечение энергетической безопасности в средне- и долгосрочной перспективе требует повышения управляемости энергетического хозяйства в рыночных условиях на территориальном уровне. Ситуацию усугубляет тот факт, что большая часть объектов энергетики была введена в период плановой экономики и в принципе не создавалась для функционирования в конкурентных условиях энергорынков. Рыночные условия функционирования существенно отразились на экономичности объектов энергетики, в частности, системах теплофикации, обеспечивающих комплексное энергоснабжение региональных потребителей.

Частично повышение управляемости территориального энергетического хозяйства достигается за счет протекающих процессов объединения энергетических активов, создания и развития вертикально-интегрированных предприятий, усиливающих влияние государства в энергетическом секторе. С одной стороны, это приводит к реализации масштабных инвестиционных программ и уменьшению транзакционных издержек, с другой стороны, снижает конкуренцию в отрасли, и как следствие, препятствует инновационному развитию энергетического комплекса [261].



Ключевой гипотезой, лежащей в основе работы, является предположение о возможности повышения управляемости энергетического комплекса (как общеэнергетической системы) путем совершенствования механизмов принятия решения на каждом уровне управления на основе разработки новых критериев, принципов и методов, позволяющих согласовать пути повышения эффективности функционирования объектов энергетического хозяйства со стороны государства и энергопредприятий. Данная гипотеза предусматривает внесение изменений в методологию составления энергетической стратегии на территориальном уровне с целью увеличения ее значимости в управлении энергетическим комплексом региона.

В качестве показателя, характеризующего управляемость (устойчивое развитие) территориальной общеэнергетической системы, требуется исследовать и оценивать необходимый экономически обоснованный уровень энергетической безопасности региона, позволяющий обеспечить надежное и эффективное функционирование объектов энергетического хозяйства в условиях современных проблем и вызовов энергетической безопасности, таких как глобализация энергорынков, рост неравномерности спроса на электроэнергию, отказ от теплофикации и котельнизация регионов, либерализация рынка тепловой энергии.

В качестве механизма достижения устойчивого развития общеэнергетической системы предлагается рассматривать структурно-технологическую модернизацию территориального энергетического комплекса, позволяющую усовершенствовать его организационную и производственно-технологическую структуры на основе согласованного критерия управления, учитывающего различия в целеполагании направлений развития территориального энергетического хозяйства со стороны энергопредприятий и региональных органов государственной власти на различных уровнях управления. Целью структурно-технологической модернизации энергетического комплекса является обеспечение необходимого уровня энергетической безопасности территориального образования при прогнозируемых сценариях изменений внешних и внутренних условий его функционирования, ключевыми критериями которой являются ресурсная достаточность, экономическая доступность (энергоресурсов и продукции) и технологическая допустимость (наличие эффективных технологических решений).

Предлагается подойти к рассмотрению вопроса обеспечения управляемости (устойчивого развития) территориальных общеэнергетических систем, и соответственно, энергетической безопасности территориально-административного образования с двух сторон:

- изменения рыночных правил функционирования общеэнергетической системы с целью повышения эффективности имеющейся производственной структуры,

- оптимизации производственной структуры под существующие рыночные правила функционирования хозяйства, в том числе путем внедрения новых технологий, повышающих эффективность эксплуатации производственных мощностей энергосистемы в рыночных условиях.

В качестве ключевого объекта энергетического хозяйства рассматриваются теплофикационные электростанции, представляющие основную производственную единицу территориального образования, вырабатывающую электроэнергию и тепло для местных потребителей, и находящиеся под управлением территориальных генерирующих компаний.

Основным научным инструментарием проведения исследования являются методы системных исследований в энергетике, предполагающие рассмотрение энергетического хозяйства региона в виде территориальной энергетической системы, состоящей из подсистем энергетики, таких как системы топливообеспечения, электроснабжения и теплоснабжения. Изучение влияния трансформации рыночных правил функционирования, изменения состава энергетического оборудования генерирующих объектов и внедрения новых технологий повышения эффективности производственного процесса на обеспечение энергетической безопасности проводится на специально разработанных экономико-математических и теоретико-игровых моделях, рассматриваемых в следующих разделах работы. Инструментом анализа результатов исследования и научного обоснования выбора направления развития энергетического комплекса являются энергетические балансы.

Результатом работы является предложение совокупности принципов, положений, методов и средств исследования, формирующих методологию изучения моделей управления энергетическим комплексом на территориальном уровне и их совершенствование на основе согласования целей структурно-технологической модернизации территориальной энергосистемы со стороны государства и энергопредприятий, позволяющее достичь необходимого экономически обоснованного уровня энергетической безопасности территориального образования.

## Выводы по Главе 1

В данном разделе рассмотрены методологические вопросы организации исследования общеэнергетических систем территориально-административных образований и основные научные аспекты проблем управления их развитием с позиции обеспечения требований энергетической безопасности.

В качестве основного инструмента изучения объекта исследования выбрана методология системных исследований в энергетике, предполагающая рассмотрение энергетического

комплекса в виде иерархически связанных функциональных систем – электро- и теплоснабжения и топливообеспечения. Такое представление энергетического комплекса в системном аспекте получило название общеэнергетической системы.

На основе проведенного анализа производственной и балансовой структур общеэнергетической системы страны показано, что органическое топливо доминирует в структуре энергопотребления (89%). Около 60% органического топлива приходится на установки с выработкой тепла, что обусловлено климатическими факторами. При этом на установках комбинированного производства вырабатывается более 40% энергетической продукции, что с учетом их низкого потребления энергоресурсов при работе в теплофикационном цикле, говорит об особой роли данного вида генерации в обеспечении экономичной работы энергосистемы. Основными потребителями энергии являются промышленность, сфера услуг и население.

Показано, что общеэнергетические системы можно рассматривать на межгосударственном, государственном и территориальном уровне, а также уровне управления предприятием. При этом особый интерес представляет территориальный уровень ввиду продолжающейся либерализации и реструктуризации отраслей энергетики и изменения характера взаимоотношений между субъектами рынка. Для обобщения территориального уровня исследования энергетики введено понятие территориально-административного образования. Были выделены территориально-административные образования в виде макрорегиона, региона, узла, общеэнергетические системы которых рассматриваются в работе.

Сделаны выводы, что ввиду большого разнообразия общеэнергетических систем для их исследования в качестве объектов управления требуется проведение их типологизации. При этом существующие методы группировки не учитывают наличия значительных отличий в производственной структуре и условиях функционирования энергосистем, что не позволяет формировать точные суждения о причинах их высокой энергоемкости и, соответственно, допускают значительную ошибку классификации. Данные отличия позволила учесть разработанная методология типологизации энергосистем территориальных образований, в основе которой лежит проведение многомерного статистического анализа их структурных свойств и условий функционирования.

Согласно разработанной методологии типологизации общеэнергетических систем проведена их группировка для изолированных и открытых регионов и выделены общие черты их функционирования и развития.

Общими чертами энергосистем изолированных регионов являются высокая плотность электропотребления и потребность в тепловой энергии. Им свойственен избыток

производственных мощностей, широкое применение теплофикации и использование местных энергоресурсов. Разграничивающей чертой является применение возобновляемых источников энергии (в первую очередь, гидроэнергии) в электроснабжении. При ее освоении доля тепловых электростанций, производящих только электроэнергию, значительно снижается.

Среди общих черт общеэнергетических систем открытых регионов выделены: сильная зависимость от органического топлива, слабая диверсифицированность по энергоресурсам, неоднородность производственной структуры с ярко выраженным комбинированным производством энергии, дефицитность (70%) или избыточность производственных мощностей, умеренная или высокая потребность в тепловой энергии, постепенное разуплотнение графика электрической нагрузки. Энергоизбыточными являются относительно небольшое число регионов страны: Тюменская область, Кемеровская область, Красноярский край, республика Коми и Ненецкий автономный округ. Энергосистемы остальных регионов энергодефицитны и зависят от поставок топлива и (или) электроэнергии, что представляет угрозу региональной энергобезопасности.

Развитие территориальных общеэнергетических систем направлено на решение проблемы обеспечения энергобезопасности регионов, управленческим аспектам которой в работе уделяется особое внимание. Проведенный анализ показал, что энергобезопасность, выражая энергетические аспекты национальной безопасности, определяет состояние защищенности страны от угроз надежному топливо- и энергоснабжению. Данное состояние характеризуется такими категориями как ресурсная достаточность, экономическая доступность и технологическая допустимость. Предложено уточнить понятие энергобезопасности и охарактеризовать ее в виде состояния защищенности территориальной единицы страны от угроз надежному топливо- и энергоснабжению, достигаемого путем обеспечения работы территориальной общеэнергетической системы в соответствии с принципами потребительской доступности энергетической продукции и экономической рентабельности ее производства.

Данное уточнение энергобезопасности позволяет более комплексно рассмотреть управленческие проблемы ее обеспечения, среди которых выделены:

- дефицит инвестиций, способный привести к некомпенсируемому выбытию производственных мощностей энергетического комплекса,
- низкая инновационная активность в энергетике, приводящая к снижению технического уровня объектов энергетического комплекса из-за недостаточного финансирования НИОКР и слабой их реализации,
- усложнение системы управления энергетическим комплексом и рост неопределенности результатов его функционирования в условиях либерализации энергетики, приводящее к

незавершенности программ энергосбережения и сохранение высокой энергоемкости продукции,

- структурные сдвиги в экономике, приводящие к росту неравномерности спроса на энергетическую продукцию за счет повышения доли в энергопотреблении населения и внепроизводственной сферы, и, как следствие, снижение производственной эффективности энергосистем,
- сложившаяся нерациональная структура спроса на энергоресурсы, при которой цены на них не соответствуют их потребительским свойствам, что приводит к замедлению диверсификации энергобаланса и доминированию природного газа в европейских регионах страны.

Полная или частичная реализация угроз энергобезопасности приведет к нарушению стабильности работы энергосистем, что вызовет замедление развития экономики и обострение проблемы социальной защиты населения.

## Глава 2 Исследование влияния производственной структуры общеэнергетической системы и рыночных правил ее функционирования на энергетическую безопасность территориально-административного образования

### 2.1 Разработка модели многокритериальной оценки необходимого уровня энергетической безопасности территориально-административного образования

Согласно проведенному в предыдущей главе уточнению понятийного аппарата энергетической безопасности, далее в работе будем ее характеризовать как состояние защищенности территориальной единицы страны от угроз надежному топливо- и энергоснабжению, достигаемого путем обеспечения функционирования ее общеэнергетической системы в рыночных условиях в соответствии с принципами потребительской доступности энергетической продукции и экономической рентабельности ее производства.

По своей сути данное определение выражает социально-экономические аспекты функционирования и развития общеэнергетической системы в рыночных условиях на территориальном уровне. На рисунке 2.1 представлена иерархическая структура энергетической безопасности.



Рисунок 2.1 – Иерархическая структура энергетической безопасности

Источник: разработано автором

Энергетическая безопасность, с одной стороны, определяется экономической рентабельностью производства энергетической продукции, с другой – ее доступностью для потребителя. Экономическая рентабельность производства через свою затратную и доходную части выражает такие важные для энергетической безопасности составляющие как территориальная ресурсная достаточность, производственно-технологическая и экономическая эффективность энергосистемы, надежность энергоснабжения. В свою очередь, потребительская доступность энергетической продукции через значения предельных цен на энергетическую продукцию характеризует уровень социально-экономического развития территориально-административного образования.

В общем виде оценку уровня энергетической безопасности можно получить исходя из анализа величины стоимости энергетической продукции для потребителя и ее структуры (2.1):

$$\begin{cases} P = PC + MP \leq LP \\ MP \geq PC \cdot RR \end{cases}, \quad (2.1)$$

где  $P$  - стоимость энергетической продукции,  $PC$  - производственные затраты,  $MP$  - маржинальная прибыль,  $LP$  - предельная стоимость,  $RR$  - требуемая норма прибыли.

Цена энергетической продукции не должна превышать предельную стоимость, гарантирующую государством экономическую доступность продукции для конечного потребителя в соответствии с уровнем социально-экономического развития территориально-административного образования. В свою очередь, маржинальная прибыль энергопредприятия должна соответствовать доходности, позволяющей предприятию привлекать инвестиции с целью воспроизводства основных фондов, улучшения качества и обеспечения конкурентоспособности продукции [286, 291].

Можно говорить о том, что интересы государства и энергетического бизнеса противоречивы. Если частным критерием государства является выполнение условия потребительской доступности энергетической продукции, то для энергопредприятий – экономическая рентабельность производства. Величины частных критериев определяют такие характеристики общеэнергетической системы, как ресурсная достаточность, производственно-технологическая и экономическая эффективность, надежность энергоснабжения, а также уровень социально-экономического развития территориального образования.

Отмеченное противоречие преодолевается путем согласования экономических критериев государства и бизнеса через составление обобщенного критерия эффективности, включающего частные критерии. Нахождение экстремального значения функции обобщенного критерия позволяет определить стоимость энергетической продукции, при которой достигается баланс интересов. Чем больше значение обобщенного критерия, тем выше уровень энергетической

безопасности. Таким образом, будем считать, что экономически обоснованный уровень энергетической безопасности будет достигаться при стоимости энергетической продукции, максимизирующей функцию обобщенного критерия.

В теории принятия оптимальных решений обобщенный критерий эффективности формируется из частных критериев. Выделяются обобщенные критерии трех типов: аддитивные, мультипликативные и максиминные (по принципу гарантированного результата) [87, 122, 194, 319].

Аддитивные критерии представляют собой результат сложения нормированных частных критериев с использованием их весовых значений:

$$J^0(X) = \sum_{i=1}^n \frac{c_i \cdot J_i(X)}{J_i^0(X)} \quad (2.2)$$

где  $c_i$  - весовой коэффициент частного критерия,  $J_i$  - абсолютное значение частного критерия,  $J_i^0$  - нормирующая величина частного критерия.

В основе мультипликативных критериев лежит произведение частных критериев:

$$J^0(X) = \prod_{i=1}^n \left[ \frac{J_i(X)}{J_i^0(X)} \right]^{c_i} \quad (2.2)$$

Максиминный критерий основан на идее равномерного компромисса при котором  $c_i J_i = K$  и заключается в последовательном подтягивании наименьших нормализованных критериев до уровня высоких за счет снижения остальных частных критериев. Пошаговое выравнивание значений критериев позволяет достигнуть компромисса между ними:

$$J^0(X) = \max_X \min_i \frac{J_i(X)}{J_i^0(X)} \quad (2.3)$$

Представим обобщенный критерий, отражающий уровень энергетической безопасности, в виде мультипликативной функции двух частных критериев:

$$J_{ES}(P) = J_G(P) \cdot J_B(P) = (LP - P) \cdot (MP - PC \cdot RR) = (LP - P) \cdot (P - PC - PC \cdot RR) \quad (2.4)$$

где  $J_G$  - частный критерий государства, характеризующий удаленность стоимости энергетической продукции от предельного значения;  $J_B$  - частный критерий энергетического бизнеса, характеризующий превышение маржинальной прибыли необходимого уровня доходности от реализации энергетической продукции.

В приведенном выражении не учтены затраты на передачу энергетической продукции. С учетом того, что транспорт энергетической продукции является жестко регулируемым видом деятельности а энергетике, отражающим социальную ответственность государства за стоимость



данной преимущественно естественно-монопольной услуги, на потребителя приходится только часть затрат на передачу, выражаемую в виде величины устанавливаемого тарифа. Другая часть компенсируется из регионального бюджета, формируемого зачастую большей частью за счет налоговых поступлений производственных энергопредприятий, доля производства которых в валовом региональном продукте существенна. Таким образом, частный критерий государства должен включать составляющую, учитывающую величину налоговых вычетов с добавленной стоимости на энергетическую продукцию, а частный критерий энергетического бизнеса – тариф на ее передачу:

$$J_{ES}(P) = J_G(P) \cdot J_B(P) = (LP - P + D \cdot (P - PC - T)) \cdot (P - T - PC(1 + RR)), \quad (2.5)$$

где  $D$  - норма налоговой нагрузки на производственные энергопредприятия,  $T$  - тариф на транспорт энергетической продукции.

С учетом нормирования частных критериев государства и бизнеса по максимальному значению получим следующее выражение для обобщенного критерия:

$$J_{ES}^0(P) = \frac{J_G(P)}{J_G^0(P)} \cdot \frac{J_B(P)}{J_B^0(P)} = \frac{(LP - P + D \cdot (P - PC - T)) \cdot (P - T - PC(1 + RR))}{LP^2}, \quad (2.5)$$

Экономически обоснованный уровень энергетической безопасности будет определяться такой стоимостью энергетической продукции, при которой с учетом ограничений обобщенный критерий будет принимать наибольшее значение.

$$J_{ES}^0(P^0) = \max_P \{J_{ES}^0(P)\}, \quad (2.6)$$

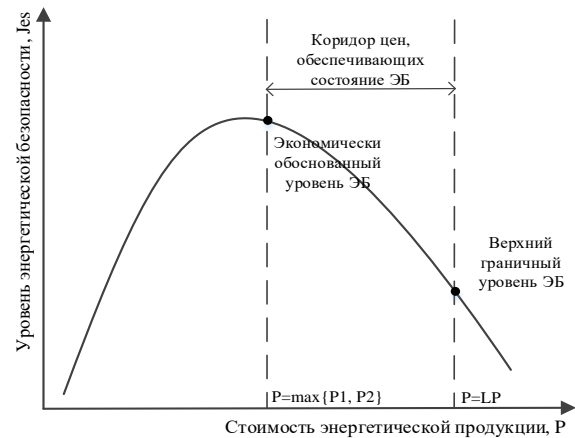
$$\begin{cases} P \leq LP \\ P \geq PC(1 + RR) + T \\ TC \leq T + D(P - PC - T) \\ PC > 0, 0 < T \leq TC, 0 < RR < 1, 0 < D < 1 \end{cases}, \quad (2.7)$$

где  $TC$  - фактические затраты на передачу.

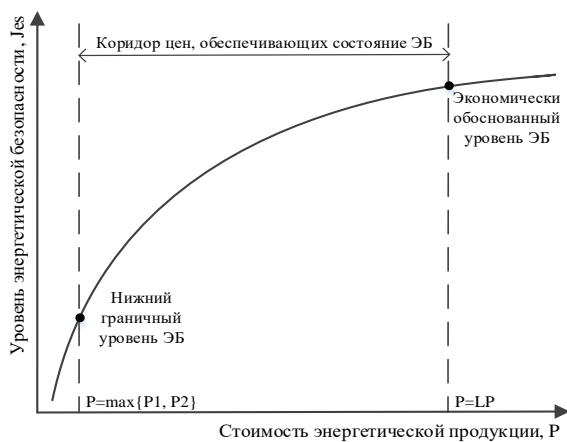
Графическая иллюстрация возможных решений (2.6) и (2.7) приведена на рисунке 2.2. Граничные условия определяют коридор стоимости энергетической продукции, в рамках которого обеспечивается состояние энергетической безопасности территориально-административного образования. Экономически обоснованный уровень энергетической безопасности отражает баланс между интересами государства и энергетического бизнеса, который достигается при стоимости энергетической продукции, обеспечивающей экстремальное значение функции обобщенного критерия. Данная стоимость должна лежать в коридоре цен. При невыполнении этого условия экономически обоснованный уровень энергетической безопасности смещается на одну из границ коридора.



a)



b)



с)

- a) экономически обоснованный уровень ЭБ лежит в границах коридора цен,
- b) экономически обоснованный уровень ЭБ лежит на нижней границе коридора цен,
- с) экономически обоснованный уровень ЭБ лежит на верхней границе коридора цен

Рисунок 2.2 – Графическая иллюстрация определения экономически обоснованного уровня энергетической безопасности

Источник: разработано автором

Экономически обоснованный уровень энергетической безопасности определяется исходя из анализа поведения функции обобщенного критерия в границах ценового коридора. При этом в зависимости от значений параметров, характеризующих региональную государственную политику и экономическое положение территориальных энергетических компаний, изменяется как поведение функции в границах коридора, так и величина коридора.

Если поведение функции на отрезке исследуется достаточно легко (исходя из анализа производных на границах), то величина ценового коридора требует проведения дополнительного исследования. Верхняя граница коридора задается предельной стоимостью на энергетическую продукцию  $LP$ , которая определяется тарифной политикой. Нижняя граница должна удовлетворять двум условиям: безубыточности производства энергетической

продукции, определяемой ценой  $P_1 = PC(1 + RR) + T$ ; компенсации фактических затрат на передачу энергетической продукции, задаваемой ценой  $P_2 = PC + \frac{TC - T(1 - D)}{D}$ . Отсюда нижняя граница будет определяться как  $\max\{P_1, P_2\}$ .

Для анализа взаимосвязей параметров предложенной модели определения экономически обоснованного уровня энергетической безопасности и их влияния на стоимость энергетической продукции для потребителя была разработана диаграмма связей между параметрами, представленная на рисунке 2.3.

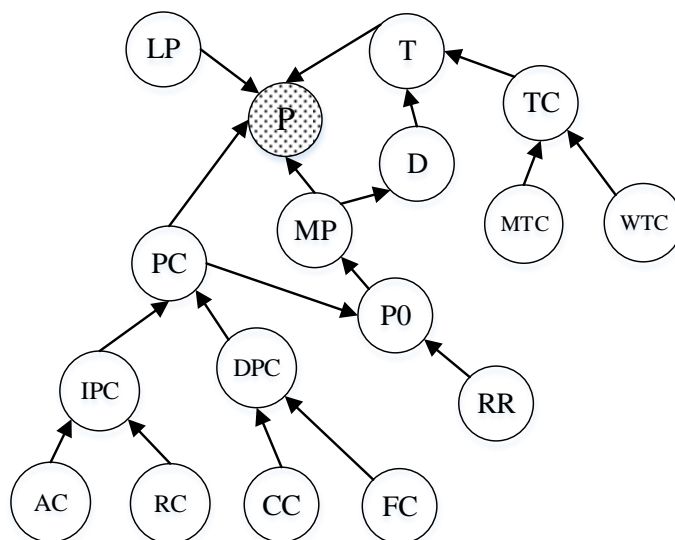


Рисунок 2.3 – Диаграмма связей параметров модели оценки экономически обоснованного уровня энергетической безопасности

Источник: разработано автором

Стоимость энергетической продукции для потребителя  $P$  в рыночных условиях определяют маржинальная прибыль  $MP$  и производственные затраты  $PC$  генерирующего предприятия, тариф на транспорт  $T$ , установленный предельный уровень цен  $LP$ , действующий в границах территориально-административного образования. В свою очередь, при рыночном ценообразовании маржинальная прибыль  $MP$  зависит от установившейся равновесной рыночной цены  $P_0$ , которая в условиях преобладания спроса (или концентрации спроса в рамках сбытовых компаний, выполняющих функции гарантирующего поставщика) определяется производственными затратами генерации  $PC$  и их нормой прибыли. Производственные затраты подразделяются на прямые производственные  $DPC$  (определяются

стоимостью топлива  $FC$  и затратами на его преобразование в энергетическую продукцию  $CC$ ) и общепроизводственные  $IPC$  (включают амортизацию  $AC$  и затраты на поддержание надежности  $RC$ ). Тариф на транспорт  $T$  во многом зависит от фактических затрат на передачу  $TC$  (определяются материальными затратами  $MTC$  и стоимостью потерь  $WTC$ ) и налоговых вычетов  $D$  с прибыли генерирующих предприятий, компенсирующих часть данных затрат.

Математически данную взаимосвязь можно представить в виде системы уравнений:

$$\begin{cases} P = PC + MP + T, P \leq LP \\ PC = IPC + DPC \\ DPC = FC + CC \\ IPC = AC + RC \\ MP = P_0 - PC, P_0 \geq PC(1 + RR) \\ T = TC - D \cdot MP \\ TC = MTC + WTC \end{cases} \quad (2.8)$$

Отдельно следует рассмотреть отношение амортизации и затрат на поддержание надежности генерирующего оборудования. С увеличением срока эксплуатации затраты на амортизацию уменьшаются, в то время как затраты на обеспечение надежности растут. Минимум общепроизводственных затрат будет характеризовать срок службы энергооборудования. Математически это можно описать в виде следующего уравнения:

$$IPC(t) = AC(t) + RC(t) = \frac{C_0}{t} + a \cdot t^b \quad (2.9)$$

где  $C_0$  - капитальные затраты,  $a, b$  - коэффициенты, характеризующие скорость износа оборудования, определяемой его техническим уровнем и условиями эксплуатации,  $t$  - срок эксплуатации оборудования.

Составленная диаграмма связей позволила разработать алгоритм анализа уровня энергетической безопасности территориально-административных образований, представленный на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 – Алгоритм оценки уровня энергетической безопасности территориально-административных образований

Источник: разработано автором

Приведенные разработки формируют модель многокритериального анализа энергетической безопасности территориально-административного образования, которая позволяет при заданных начальных и граничных условиях определить экономически обоснованный уровень энергобезопасности.

## 2.2 Исследование влияния структуры производственных мощностей, состава и вида технологий производства энергетической продукции на энергетическую безопасность

### 2.2.1 Анализ видов производственных мощностей и технологий производства энергетической продукции

Современное производство энергетической продукции представлено объектами генерации электрической и тепловой энергии.

Объекты генерации, производящие преимущественно электроэнергию, формируют электроэнергетический комплекс страны. Он включает около 600 электростанций единичной

мощностью свыше 5 МВт. Общая установленная мощность электростанций составляет 227 МВт [244, 270].

Электроэнергетический комплекс преимущественно представлен объектами теплоэнергетики, гидроэнергетики и атомной энергетики.

К объектам теплоэнергетики относят тепловые электрические станции, на которых в результате сжигания органического топлива получают тепловую энергию, преобразуемую затем в электрическую. В электроэнергетическом комплексе тепловые электростанции представлены преимущественно:

- государственными районными электростанциями (ГРЭС), представляющими собой крупные конденсационные электростанции (КЭС), основным продуктом производства которых является электроэнергия,
- теплофикационными электростанциями (ТЭЦ, теплоэлектроцентралями), производящими электроэнергию совместно с теплом для централизованной системы теплоснабжения,
- парогазовыми и газотурбинными установками, имеющими блочную структуру, позволяющую их применять как в составе ГРЭС для производства электроэнергии, так и ТЭЦ для комбинированной выработки электроэнергии и тепла.

К объектам гидроэнергетики относят гидроэлектростанции, на которых энергия водного потока преобразуется в электрическую энергию. Доля гидроэнергетики составляет 99% возобновляемой энергетики страны. В электроэнергетическом комплексе гидроэлектростанции представлены:

- крупными ГЭС,
- каскадами средних и малых ГЭС,
- гидроаккумулирующими электростанциями (ГАЭС).

Объекты атомной энергетики представляют собой атомные электростанции, осуществляющие производство электроэнергии путем преобразования ядерной энергии. При этом на многих АЭС есть теплофикационные установки. Через полезное использование тепловых потерь станции осуществляется централизованное теплоснабжение потребителей.

Структура электроэнергетического комплекса по установленной электрической мощности объектов генерации представлена на рисунке 2.5. Более 2/3 установленной генерирующей мощности относится к тепловым электростанциям, формирующих производственную основу территориальных общеэнергетических систем. Подавляющая их часть входит в состав объединенных электроэнергетических систем (ОЭС), которые формируют единую энергетическую систему страны (ЕЭС).

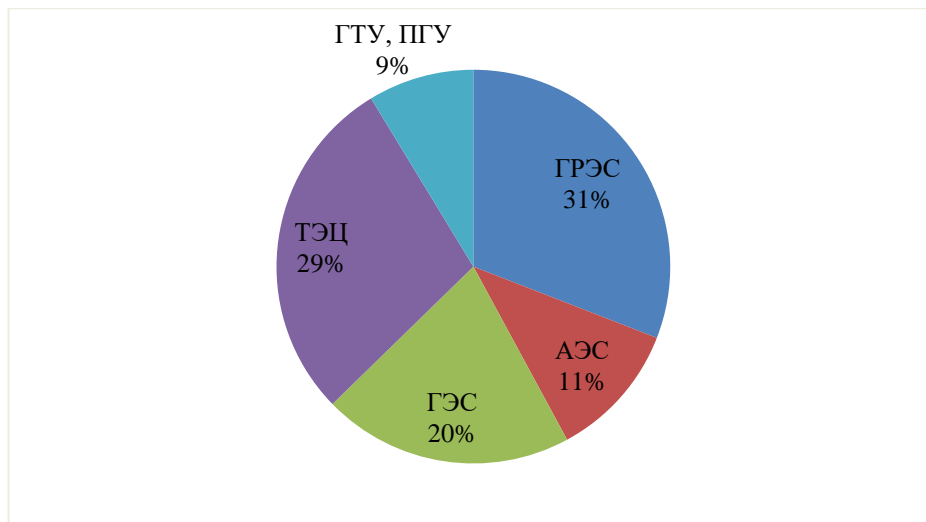


Рисунок 2.5 - Структура производственных мощностей электроэнергетического комплекса по объектам генерации

Источник: разработано автором на основании [24, 149, 152]

Крупные тепловые электростанции (ГРЭС), осуществляющие преимущественно производство электроэнергии, находятся в управлении оптовых генерирующих компаний (ОГК). Теплофикационные электростанции (ТЭЦ), осуществляющие комбинированное производство электроэнергии и тепла, принадлежат территориальным генерирующим компаниям (ТГК) и в основном обеспечивают теплом и электроэнергией местных потребителей.

Если производство электроэнергии в энергетике является конкурентным видом деятельности, то ее передача – естественно-монопольным. Магистральными высоковольтными линиями электропередачи управляет принадлежащая государству Федеральная сетевая компания (ПАО «ФСК»). Государственные пакеты акций межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) переданы ПАО «Россети». Диспетчерское управление единой энергосистемой России осуществляет системный оператор (ПАО «СО ЕЭС»). ПАО «Интер РАО» выполняет роль межстранового оператора экспорта-импорта электроэнергии.

К объектам теплоэнергетики также относят объекты генерации, производящие преимущественно тепловую энергию, и формирующие системы городского и жилищно-коммунального теплоснабжения. Выделяют системы централизованного и индивидуального теплоснабжения.

Источником тепла в централизованных системах теплоснабжения являются крупные тепловые станции (районные и квартальные котельные) или ТЭЦ. В зависимости от типа источника тепла системы централизованного теплоснабжения разделяются на:

- системы централизованного теплоснабжения от районной котельной;
- системы централизованного теплоснабжения от ТЭЦ (теплофикация).

Структура производства тепловой энергии по объектам генерации представлена на рисунке 2.6 [42, 165].

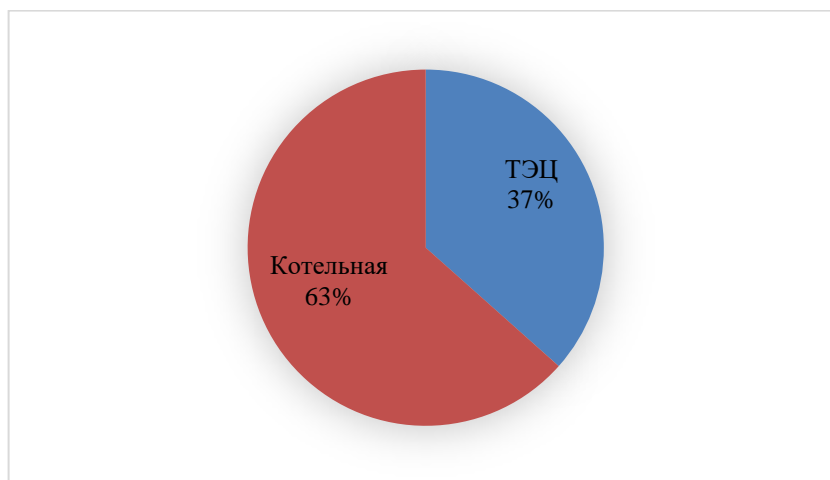


Рисунок 2.6 – Структура производства тепловой энергии по объектам генерации

Источник: разработано автором на основании [42, 166]

Тепло от источника к потребителю транспортируется по магистральным тепловым сетям. Его носителем являются горячая вода или пар, поступающий на централизованные или индивидуальные пункты теплоснабжения.

Источником тепла в индивидуальных системах теплоснабжения являются малые и крышные котельные. Отсутствие большой протяженности тепловых сетей позволяет добиться уменьшения потерь тепла. Вместе с тем их применение связано с более высокими первоначальными капитальными затратами и себестоимостью производства тепла, а также повышенной нагрузкой на окружающую среду (более высокий уровень выбросов продуктов сгорания топлива чем у крупных источников теплоснабжения) [166, 179, 221].

Объекты тепловой генерации принадлежат территориальным генерирующим компаниям или единым тепловым компаниям, в состав которых помимо производственных мощностей также входят тепловые сети.



Исходя из приведенного анализа объектов генерации, можно представить структуру основных производственных мощностей, применяемых для выработки энергетической продукции в виде схемы, изображенной на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 – Основные производственные мощности общеэнергетической системы, используемые для производства энергетической продукции

Источник: разработано автором

На территориальном уровне производственные мощности общеэнергетических систем представлены, в первую очередь, объектами теплоэнергетики. Технологии производства энергетической продукции на данных объектах отличаются видом рабочего тела (пар, газ) и принципом действия (термодинамическим циклом). В теплоэнергетике распространены следующие виды технологий [48, 83, 137, 157, 185, 229]:

- производство на основе парового цикла Ренкина (паротурбинные (силовые) установки (ПТУ));
- производство на основе газового цикла Брайтона (газотурбинные установки (ГТУ));
- производство на основе комбинации перечисленных двух циклов (парогазовые установки (ПГУ)).

Первый вид технологии производства наиболее распространен. Паротурбинные установки в составе паротурбинных тепловых электростанций (ПТЭС) составляют около 85% установленной мощности тепловых электростанций страны. Основным топливом для них может являться как природный газ, так и энергетические угли. Это является преимуществом

данной технологии производства, объясняющее ее широкое использование. КПД по выработке электроэнергии паровых ТЭС находится в широком диапазоне от 28 до 40%.

Второй вид технологии производства реализуется в рамках газотурбинных электростанций (ГТЭС). В основе ГТЭС лежит газотурбинная установка (ГТУ), которая является основным энергетическим оборудованием. ГТУ сильно отличаются как по мощности, так и по уровню эффективности. Так, газовые турбины мощностью 350 МВт, имеют КПД по выработке электроэнергии около 40%. С другой стороны, маломощные ГТУ, характеризуются КПД в диапазоне от 16 до 23% (рисунок 2.8).

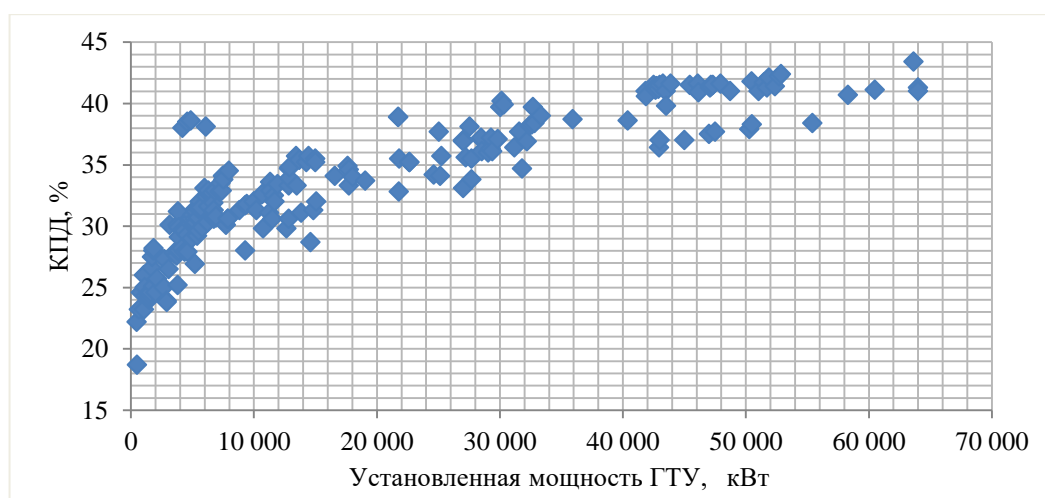


Рисунок 2.8 – Изменение КПД ГТУ в зависимости от единичной мощности энергоустановки

Источник: разработано автором

ГТЭС слабо представлены в энергосистемах регионов, что связано с их достаточно невысоким КПД, высокими капитальными затратами и требовательностью к топливу (работают в основном на газообразном топливе). Крупные ГТЭС конкурентоспособны в сравнении с ПТЭС только в нефтегазоносных регионах, где стоимость топлива достаточно низкая.

Основным преимуществом ГТЭС является высокая маневренность. Пуск установки может быть осуществлен всего за несколько минут, а разгрузка происходит до 80% номинальной мощности без больших потерь в эффективности. Для сравнения ПТУ на газе разгружаются до 60%, на угле – до 40%. Таким образом, ГТЭС малой мощности хорошо подходят в качестве пиковых электростанций, покрывающих максимум графика нагрузки. Строительство более мощных и эффективных ГТЭС подразумевает их использование в полупиковой и базовой части графика нагрузки, где уже работают как АЭС, так и классические паротурбинные ТЭС [48, 157, 229, 296].

Третий вид технологии производства реализуется в рамках ТЭС на основе парогазовых установок (ПГУ). Основным топливом для них является природный газ. Применение парогазового цикла позволяет достичь крайне высоких для ТЭС значений КПД – 55-62%. Высокие показатели эффективности являются основной причиной активного строительства парогазовых ТЭС и постепенного замещения ими паротурбинных ТЭС, функционирующих на природном газе.

Данные технологии производства также используются и при комбинированной выработке энергетической продукции на ТЭЦ. Принципиальным отличием ТЭЦ от ГРЭС является то, что на ТЭЦ возможно получение в едином производственном цикле как электрической, так и тепловой энергии. При этом электрическая мощность ТЭЦ является подчиненным параметром требуемой тепловой мощности. Так как в отличие от электроэнергии тепло нельзя передавать на большое расстояние без высоких потерь, то ТЭЦ обычно располагаются недалеко от потребителя в городской черте (в 2 км от промышленного потребителя и 12-14 км от бытового). Этим объясняется отличия во взаимном расположении ТЭЦ и ГРЭС, а также их принадлежности различным группам генерирующих компаний.

Еще одной особенностью ТЭЦ является средняя величина единичной мощности, которая сильно уступает электрической мощности ГРЭС (рисунок 2.9). Так, самой мощной конденсационной ПГУ, действующей на ТЭС, является турбина К-1200-240, мощность которой равна 1200 МВт. Самой мощной турбоустановкой с теплофикационными отборами является паровая турбина Т-250/300-240. При этом в структуре установленной мощности тепловых электростанций ТЭЦ составляют 48%, что объясняется большим числом электростанций данного типа и их высокой значимостью в энергоснабжении территориальных образований.

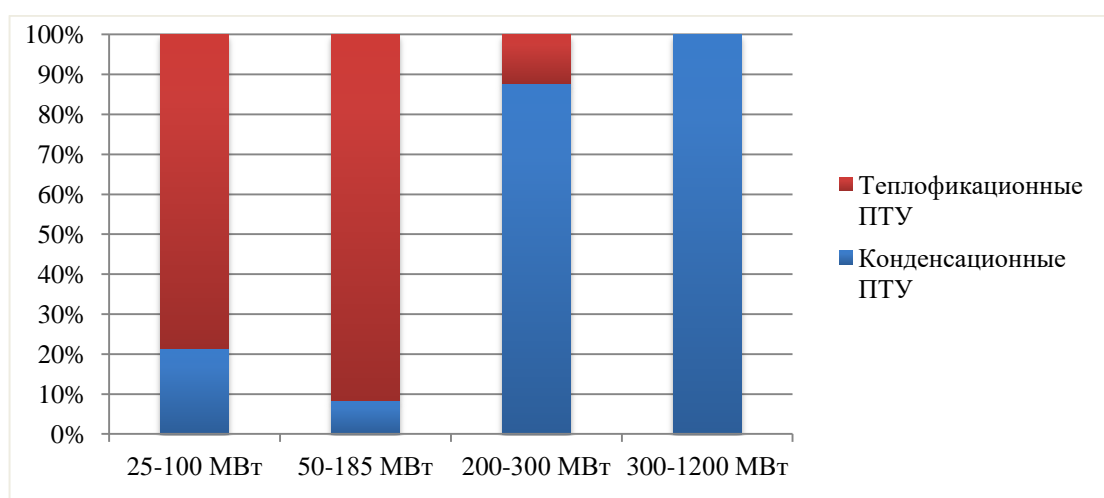


Рисунок 2.9 – Структура мощности действующих энергоблоков ТЭЦ и ГРЭС

Источник: разработано автором на основании [190, 283]

Технологии производства преобразованной энергии на ТЭЦ представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технологии комбинированного производства энергетической продукции

Тип ТЭЦ	Тип энергоустановки	Характеристика
ПТУ-ТЭЦ	Теплофикационные (Т)	Основной энергетический продукт в комбинированном цикле – тепловая энергия (доля электроэнергии 25%). Производство тепловой энергии предназначено исключительно для нужд ГВС и отопления. Самый распространенный класс турбоустановок (80% действующих установок)
	Промышленно-теплофикационные (ПТ)	Основной энергетический продукт в комбинированном цикле – тепловая энергия. Наличие промышленного и теплофикационного отбора пара позволяет использовать как для нужд предприятий, так и населения
	С противодавлением (Р)	Основной энергетический продукт в комбинированном цикле – тепловая энергия. Единый производственный процесс с промышленным потребителем, без которого функционирование установки технологически недопустимо
ГТУ-ТЭЦ	Газотурбинные	Основной энергетический продукт в комбинированном цикле – преимущественно тепловая энергия (доля электроэнергии достигает 40%). В основном представлены установками малой единичной мощности и предназначены для автономного энергоснабжения небольших районов
ПГУ-ТЭЦ	Парогазовые	Основной энергетический продукт в комбинированном цикле – преимущественно электроэнергия (доля тепла составляет 40%). Позволяют преобразовывать теплоту топлива в электроэнергию с более высоким коэффициентом, чем другие ТЭЦ. Предназначены для несения городской тепловой нагрузки при необходимости производства дешевой электроэнергии в существенном объеме для электроснабжения города и его периферии (вынесенной за черту города промышленности)

Источник: разработано автором на основании [48, 229, 300]

Еще одной отличительной чертой технологии производства энергетической продукции на электростанциях является их различие по технологическому уровню. Технологический уровень определяется начальными параметрами пара (давления  $P_0$  и температуры  $t_0$ ), на которые спроектирована энергоустановка. С термодинамической точки зрения повышение данных параметров энергоустановок является единственным способом существенного увеличения КПД электростанции. При этом капитальные затраты за счет роста материалоемкости и использования дорогих сплавов также увеличиваются, что делает

экономически целесообразным проектирование энергоустановок с высокими начальными параметрами только на большую единичную мощность [203, 164, 306].

На данный момент большинство энергоустановок работают на докритических и сверхкритических параметрах пара. Повышение температуры  $t_0$  на 1% приводит к увеличению КПД энергоустановки в среднем на 0,13%, а увеличение давления  $P_0$  – на 0,0086%. Так применение на ТЭЦ турбоагрегата на сверхкритическом давлении Т-250/300-240 позволяет снизить расходы топлива на 7% при номинальном режиме работы [105, 190, 305].

Конкурентной технологией для производства тепла являются котельные установки. Котельная установка представляет собой сооружение, в котором осуществляется нагрев теплоносителя (как правило, воды) для системы теплоснабжения потребителей. Котельные соединяются с потребителями с помощью теплотрасс. Основными устройствами котельной являются котлы, в которых теплота от сжигания топлива передается воде. В паровых котлах вода превращается в пар, в водогрейных – нагревается до требуемой температуры.

В зависимости от использования теплоты котельные подразделяются на энергетические, отопительно-производственные и отопительные. Энергетические котельные снабжают паром паросиловые установки, производящие электроэнергию, и входят в состав производственного оборудования тепловой электростанции. Отопительно-производственные котельные применяются на предприятиях для обеспечения теплотой технологические процессы производства и отопления помещений. Отопительные котельные обслуживают жилые комплексы и общественные здания [57, 104, 166].

В зависимости от масштаба теплоснабжения отопительные котельные разделяют на местные (индивидуальное теплоснабжение), групповые и районные (централизованное теплоснабжение). Местные котельные предназначены в основном для теплоснабжения одного здания и размещаются на его территории. Групповые котельные установки обеспечивают теплотой жилые кварталы и размещаются в отдельных сооружениях, формируя квартальные тепловые станции (КТС). Районные отопительные котельные используются для теплоснабжения крупных жилых массивов и носят название районных тепловых станций (РТС).

Все вышеизложенное позволяет составить единую классификацию производственных мощностей общенергетической системы на территориальном уровне, представленную на рисунке 2.10.

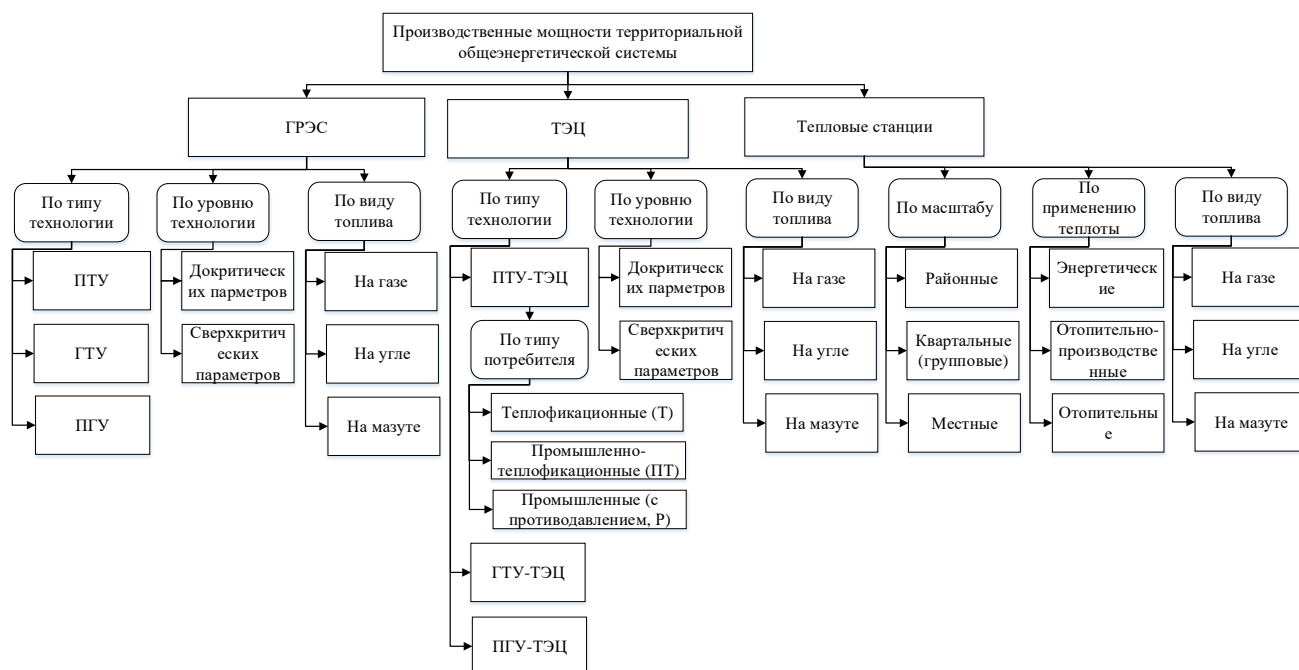


Рисунок 2.10 – Классификация производственных мощностей территориальной общенергетической системы

Источник: разработано автором

## 2.2.2 Разработка модели оценки влияния производственной структуры энергосистемы на энергетическую безопасность

Структура производства энергетической продукции оказывает существенное влияние на энергетическую безопасность территориального образования и является одним из драйверов ее повышения. Соответственно для решения задачи управления развитием энергосистемы требуется разработка модели ее оценки.

Производственная структура общенергетической системы определяется структурами ее производственных подсистем, представляющих собой системы электро- и теплоснабжения, в рамках которых осуществляется выработка электроэнергии и тепла. В связи с этим структура производства определяется:

- технологической схемой производства энергетической продукции,
- составом генерирующих мощностей,
- режимами работы генерирующих мощностей.

На рисунках 2.11 и 2.12 представлены характеристики энергоагрегатов (паротурбинных и газотурбинных) при работе в доступных режимах. Как видно, технология производства, вид оборудования и режимы его работы определяют эффективность выработки энергетической продукции и диапазон регулирования производственной мощности.

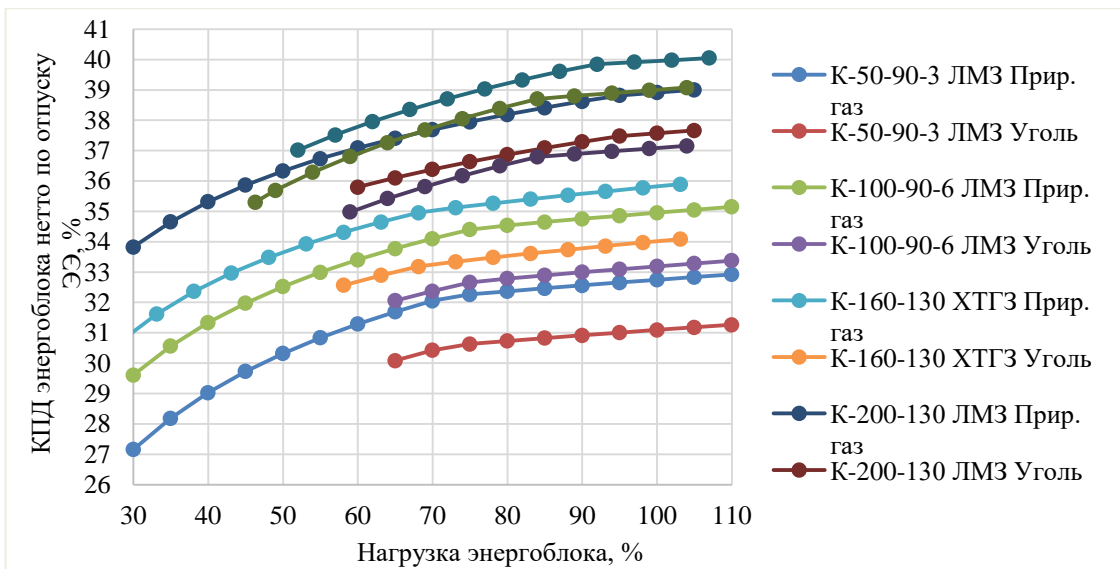


Рисунок 2.11 – Эффективность паротурбинных энергоустановок при работе на частичных нагрузках

Источник: разработано автором

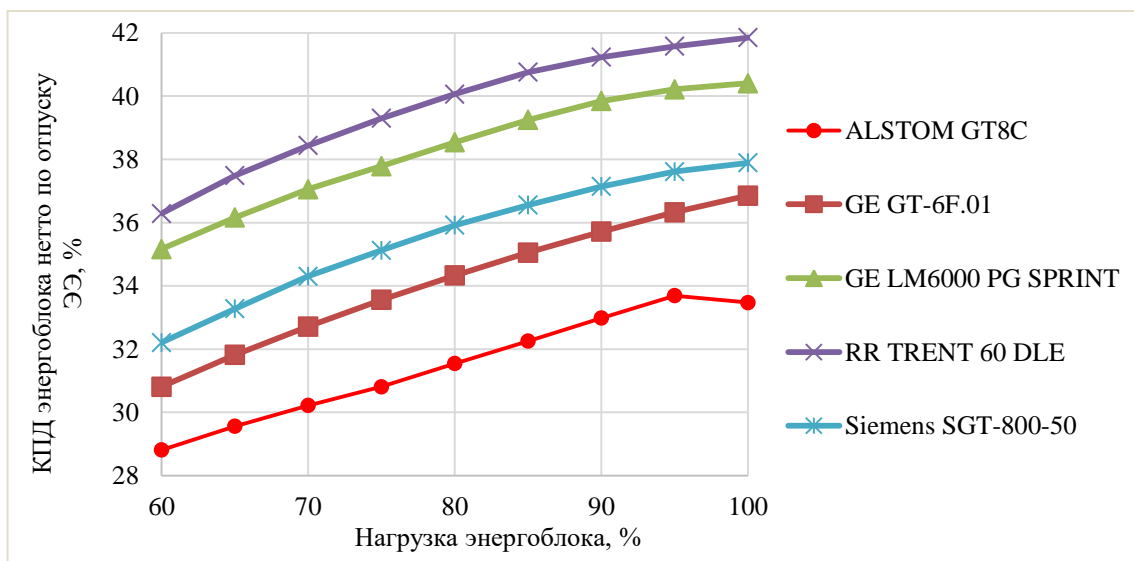


Рисунок 2.12 – Эффективность газотурбинных энергоустановок при работе на частичных нагрузках

Источник: разработано автором

Ключевой характеристикой производственной структуры общеэнергетической системы является ее производственно-технологическая эффективность. На территориальном уровне

повышение производственно-технологической эффективности энергосистемы способствует повышению уровня энергетической безопасности территориального образования.

Показателями производственно-технологической эффективности являются топливная экономичность и коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) энергосистемы [1, 116, 135]. Повышение данных показателей способствует росту экономической рентабельности производства при стабилизации стоимости энергетической продукции для потребителя. Таким образом, достигается повышение уровня энергетической безопасности территориального образования.

Если топливная экономичность описывает достигаемое снижение расходов топлива производственным оборудованием электростанции, то КИУМ является общей характеристикой эффективности электростанции. Для его оценки применяются два способа подсчета. Первый способ основан на нахождении отношения задействованной среднеарифметической мощности к установленной мощности за выбранный интервал времени. На практике применение данного метода затруднительно. Поэтому чаще используют второй способ, предполагающий нахождение КИУМ в виде отношения фактической к теоретической выработке энергии. Повышение КИУМ может характеризовать повышение топливной экономичности за счет возможного увеличения времени работы энергооборудования в режимах, приближенным к номинальным. В то же время статистическая взаимосвязь между КИУМ и топливной экономичностью может слабой или отсутствовать [94, 95, 135, 190].

Повышение топливной экономичности и КИУМ достигается за счет технологической и структурной оптимизации производства.

Технологическая оптимизация связана с выбором эффективной технологической схемы производства энергетической продукции и совершенствованием производственного процесса за счет внедрения новых технологий [1, 108, 177]. Технологическая оптимизация способствует, в первую очередь, снижению расходов топлива и повышению экономичности производства.

Структурная оптимизация производства заключается в изменении состава производственных мощностей и режимов их работы. Основной задачей структурной оптимизации является повышение загрузки производственных мощностей в течение года. Таким образом, снижается себестоимость производства энергетической продукции за счет уменьшения затрат на обслуживание неиспользуемых производственных фондов и дозагрузки эксплуатируемого оборудования до номинальных режимов работы, обеспечивающих наибольшую топливную экономичность.

На рисунке 2.13 представлена структура производственно-технологической эффективности территориальной общеэнергетической системы.





Рисунок 2.13 – Структура производственно-технологической эффективности территориальной общеэнергетической системы

Источник: разработано автором

Определение степени влияния производственно-технологической эффективности общеэнергетической системы на энергетическую безопасность территориального образования предполагает рассмотрение в качестве варьируемых параметров разработанной модели оценки уровня энергетической безопасности показатели КИУМ и расхода топлива по энергосистеме.

Данные параметры будут характеризовать изменение общих производственных затрат, которые распределяются между производством электроэнергии и тепла в рамках энергосистемы. При комбинированной выработке энергетической продукции данное распределение требует задания способа разнесения экономии топлива, являющегося преимуществом двухпродуктового цикла производства.

Существует множество способов распределения затрат между теплом и электроэнергией и их отличия, в первую очередь, связаны с обоснованием выбора точки раздела, в которой совместно производимые продукты признаются индивидуальными. Таким образом, выбирается на какой продукт будет отнесена экономия от теплофикации. В таблице 2.2 приведены методы распределения, получившие наибольшее распространение.

Таблица 2.2 – Методы распределения затрат при комбинированном производстве энергии

Метод	Принцип распределения затрат
Физический метод	Общий расход топлива условно делится на две составляющие: одна пропорциональна отпуску тепла потребителям, другая - остальному количеству тепла, которое относят на производство электроэнергии. Другими словами, все тепло, которое поступает в энергоустановку с перегретым паром за вычетом тепла регулируемых отборов, отданного на нужды теплоснабжения, относится на производство электроэнергии. Вся экономия от уменьшения общего расхода топлива относится к процессу производства электроэнергии. Использование метода приводит к завышению цены на тепло, зачастую вынуждая крупных потребителей тепла переходить на собственные источники тепловой энергии
Эксергетический метод	Базируется на энергетической ценности тепловой энергии разного потенциала. В качестве полезной продукции признается лишь та часть энергии, которую можно преобразовать в механическую работу (эксергию). Затраты распределяются пропорционально эксергии продукта. Экономия от комбинированного производства приходится на тепловую энергию. Недостатком метода является допущение, что равенство эксергий может стать условием приравнивания ценностей теплоты разных потенциалов, что является неправильным с позиции потребителя, которого интересует не эксергия, а ее полезные свойства как товара
Метод электрических эквивалентов	Рассчитывается доля каждого вида энергии в общем объеме производства. Для сопоставимости все виды мощности и энергии выражаются в единицах электроэнергии. Вводятся коэффициенты распределения для условно-постоянных и условно-переменных затрат. Условно-постоянные затраты распределяются согласно структуре установленной мощности станции. Раздельное разнесение переменных и постоянных затрат позволяет учесть технологическую специфику производства каждого вида продукции на ТЭЦ. Затраты распределяются пропорционально количеству энергии без учета их зависимости от режимов работы оборудования, что является недостатком метода
Нормативный метод	Топливо на ТЭЦ распределяется между электрической и тепловой энергией по принятым нормативным удельным расходам топлива. Предусматривается распределение топлива между электрической и тепловой энергией, вырабатываемой на ТЭЦ, пропорционально расходу топлива при выработке того же количества электроэнергии и тепла в раздельной схеме. Экономия от теплофикации распределяется по видам энергетической продукции равномерно. При этом показатели расхода топлива по каждому виду продукции меняются вне прямой зависимости от суммарного энергетического эффекта, что затрудняет как анализ эффективности работы ТЭЦ, так и прогнозирование результатов ее деятельности
Экономический метод	Заключается в определении экономически обоснованных тарифов на тепловую и электрическую энергию. При этом тариф на тепло для ТЭЦ не должен превышать тарифа для котельных. Все остальные затраты по ТЭЦ относятся на электроэнергию. Недостатком метода является то, что затраты распределяются исходя из внешних сложившихся экономических факторов и не учитывают внутренние показатели эффективности работы ТЭЦ
Метод отключений	Из суммарных затрат комбинированного производства исключаются затраты на побочные продукты, которые оцениваются по себестоимости их производства или по ценам. Метод позволяет оперативно управлять доходностью ТЭЦ, выбирая тот вариант сочетания затрат, при котором будет обеспечена конкурентоспособность обоих видов продукции. Недостатком метода является то, что себестоимость производства одного вида продукции полностью зависит от себестоимости другого

Источник: разработано автором на основании [82, 118, 141, 189, 299]

Предлагается для разнесения затрат применять метод отключений ввиду его наглядности и универсальности при решении задачи управления производственной деятельностью в рамках энергосистемы при комбинированной выработке энергии. Согласно данному методу себестоимость отпуска электроэнергии является функцией себестоимости производства тепла:

$$S_E(S_H) = \frac{PC}{V_E} - \frac{V_H}{V_E} S_H \quad (2.1)$$

где  $PC$  - производственные затраты,  $V_E, V_H$  - объемы производства электроэнергии и тепла.

Графическое представление данного метода получило название треугольника Гинтера. Он представляет собой сетку распределения затрат между электроэнергией и теплом. На одной стороне треугольника откладываются удельные затраты на производство электроэнергии, на другой – тепла. Максимальная себестоимость производства электроэнергии достигается при отнесении всех затрат на объем выпускаемой электроэнергии. И, наоборот, считается что себестоимость электроэнергии равна нулю при отнесении всех затрат ее производства на объем вырабатываемого тепла.

На основе треугольника Гинтера можно находить наиболее приемлемые соотношения себестоимостей энергетической продукции. Это дает возможность управлять доходностью комбинированного производства через выбор варианта сочетания затрат, при котором будет обеспечена конкурентоспособность обоих видов продукции. Треугольник Гинтера с той или иной степенью статистической погрешности описывает все возможные способы искусственного разнесения топливных затрат между теплом и электроэнергией (рисунок 2.14).

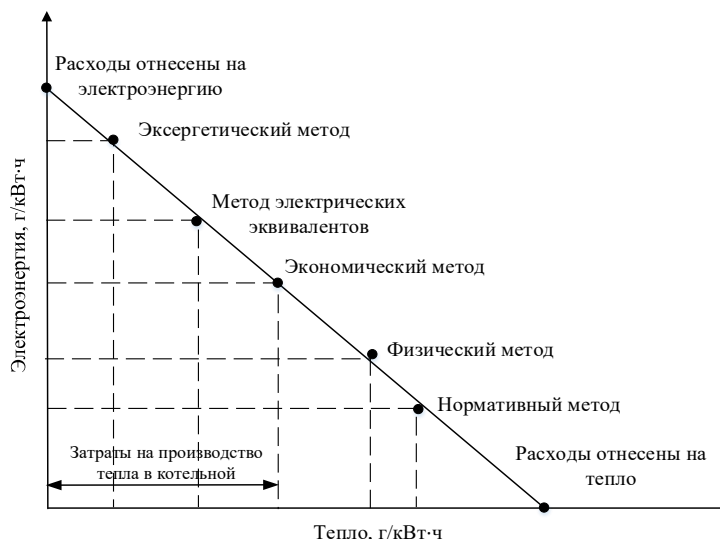


Рисунок 2.14 – Схематическое представление треугольника Гинтера

Источник: разработано автором на основании [82, 141, 189, 299]

Исходя из моделей ценообразования на рынках электрической и тепловой энергии, представленных в следующем разделе работы, можно оценить изменение экономической рентабельности производства энергетической продукции и ее стоимости для потребителя, вызванных повышением производственно-технологической эффективности энергосистемы. При сохранении рыночной цены на энергетическую продукцию неизменной можно оценить вклад в повышение энергетической безопасности снижения производственных затрат энергопредприятий при условии обеспечения государством определенного уровня стоимости энергетической продукции для потребителя.

В общем виде алгоритм оценки влияния на энергетическую безопасность структуры производства энергетической продукции представлен на рисунке 2.15.



Рисунок 2.15 – Алгоритм оценки влияния повышения эффективности производственной структуры общеэнергетической системы на уровень энергетической безопасности

Источник: разработано автором

На рисунке 2.16 приведена графическая интерпретация влияния структурной и технологической оптимизации на эффективность производственного оборудования.

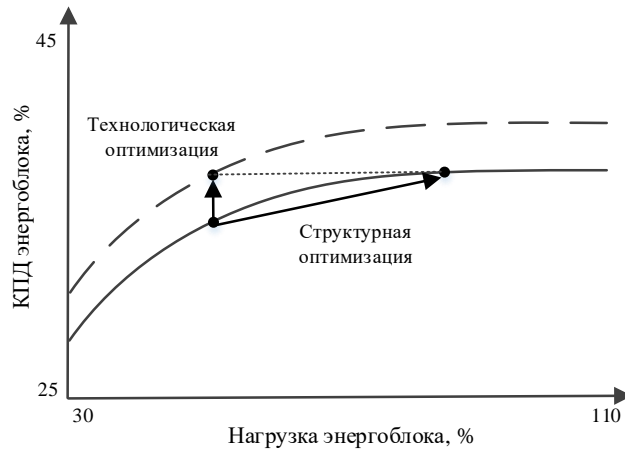


Рисунок 2.16 – Повышение эффективности общеэнергетической системы на основе структурной и технологической оптимизации ее производственной структуры

Источник: разработано автором

Структурная оптимизация позволяет повысить КПД энергоустановок за счет эксплуатации их в наиболее экономичных режимах работы. Технологическая оптимизация нацелена на переход к более технологически совершенным энергоустановкам, позволяющим обеспечить высокий КПД. Структурная и технологическая оптимизация требуют изменения структуры и состава оборудования с целью повышения экономичности эксплуатации энергосистемы. На рисунке 2.17 приведена аналитическая оценка влияния повышения эффективности производственной структуры на уровень энергетической безопасности.

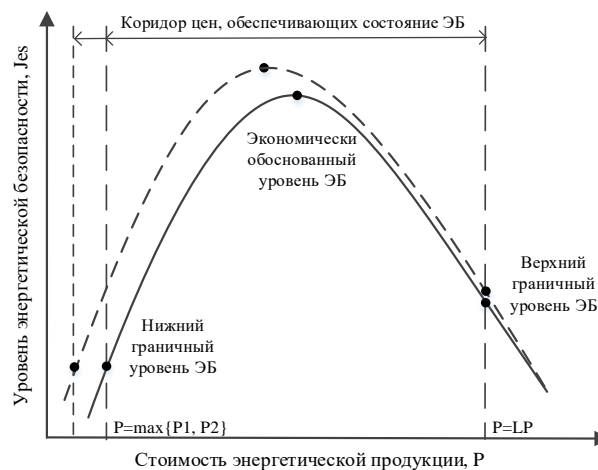


Рисунок 2.17 – Влияние повышения эффективности производственной структуры общеэнергетической системы на уровень энергетической безопасности

Источник: разработано автором

Повышение эффективности производственной структуры общеэнергетической системы выражается в снижении производственных затрат ( $PC$ ) на выработку энергетической продукции. Это приводит к расширению коридора цен, обеспечивающих состояние энергетической безопасности, за счет смещения нижней границы, а также уменьшению стоимости энергетической продукции, при которой достигается экономически обоснованный уровень энергобезопасности. Обобщенный критерий эффективности ( $J_{ES}$ ), отражающий уровень энергетической безопасности, принимает более высокие значения, что говорит о повышении экономической устойчивости общеэнергетической системы.

В общем случае, КИУМ, являясь обобщенной характеристикой эффективности энергосистемы, оказывает более существенное влияние на уровень энергетической безопасности, чем топливная экономичность. Также это обусловлено тем, что повышение технологического уровня производства энергетической продукции не позволяет получить значительный прирост в снижении расходов топлива, что связано с близостью развития традиционных технологий производства энергии к технологическому пределу, определяемому законами термодинамики. Потенциал повышения производственной эффективности с помощью структурной оптимизации значительно выше.

Представленные разработки формируют модель оценки влияния на энергетическую безопасность структуры производства энергетической продукции, которая позволяет проводить исследования производственно-технологических решений повышения эффективности функционирования энергосистемы.

## 2.3 Исследование влияния рыночной структуры и правил формирования стоимости энергетической продукции на энергетическую безопасность

### 2.3.1 Анализ механизмов ценообразования на рынках электрической и тепловой энергии

Стоимость энергетической продукции для потребителя формируется на энергорынках с различной степенью либерализации экономических отношений, определяющей централизованный или рыночный характер ценообразования [200, 266, 317]. При этом рыночная цена является одним из ключевых параметров модели оценки уровня энергетической безопасности.

Электроэнергия реализуется на иерархически связанных оптовом и розничном электроэнергетических рынках.

Оптовая торговля электроэнергией осуществляется на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ), где помимо электроэнергии реализуется также мощность, представляющая

собой особый товар, при приобретении которого у потребителя возникает право требования к генерирующим предприятиям поддерживать оборудование, предназначенное для производства электроэнергии, в постоянной готовности. Далее в работе сегмент оптового энергорынка, отвечающий за реализацию мощности, не рассматривается.

Оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) функционирует в рамках нескольких ценовых зон единой электроэнергетической системы (ЕЭС) страны с участием крупных производителей и потребителей энергии. Согласно 35-ФЗ «Об электроэнергетике» статус субъекта оптового энергорынка устанавливается Правительством РФ. На данный момент к субъектам оптового энергорынка относят [12, 259, 275, 277]:

- производителей электроэнергии с установленной мощностью не менее 5 МВт,
- потребителей электроэнергии с энергопринимающим оборудованием с суммарной присоединенной мощностью не менее 20 МВт,
- энергосбытовые компании, имеющие договоры энергоснабжения с потребителями с присоединенной мощностью не менее 20 МВт, заключенные на розничном рынке (при статусе гарантирующего поставщика данное требование не является обязательным),
- сетевые компании (АО «ФСК ЕЭС» и территориальные сетевые компании) в части покупки потерь,
- оператор экспорта-импорта электроэнергии (АО «Интер РАО»)

На текущий момент оптовый рынок электроэнергии действует в границах ценовых зон, представляющих собой территориальные образования, включающие связанные районные электроэнергетические системы субъектов страны, на территории которых возможно обеспечение условий конкуренции между участниками оптового энергорынка. Исходя из наличия сильных связей между энергосистемами, выделены две ценовых зоны:

- первая ценовая зона (Европейская часть России и Урал),
- вторая ценовая зона (Сибирь)

Также выделены неценовые зоны (регионы Дальнего Востока, Калининградская и Архангельская области, а также Республика Коми). На данных территориях организация полноценного конкурентного рынка по техническим причинам невозможна (затраты на производство электроэнергии не соответствуют ее экономической доступности для потребителя), поэтому торговля электроэнергией осуществляется по регулируемым ценам с применением модели единого закупщика [10, 12, 276].

Ценовые и неценовые зоны оптового энергорынка представлены на рисунке 2.18.



Рисунок 2.18 – Территориальная организация оптового рынка электроэнергии

Источник: разработано автором на основании [10, 12, 276]

Модель реализации электроэнергии на оптовом энергорынке представлена на рисунке 2.19.

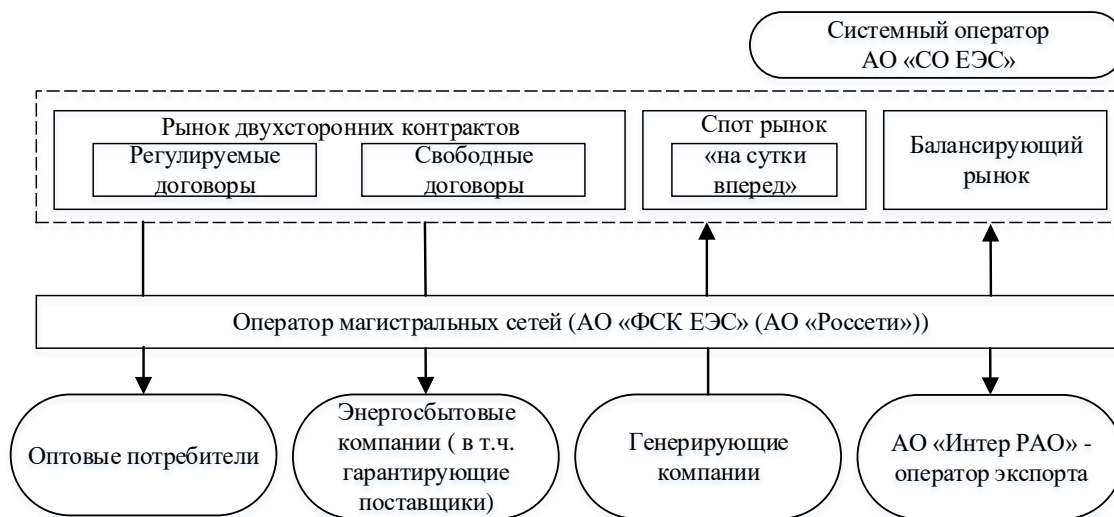


Рисунок 2.19 – Модель структуры оптового рынка электроэнергии

Источник: разработано автором на основании [12, 159, 277, 307]



Электричество на оптовом энергорынке реализуется через несколько секторов торговли [12, 159, 307]:

- сектор регулируемых договоров (РД),
- сектор свободных двухсторонних договоров (СДД),
- рынок на сутки вперед (РСВ),
- балансирующий рынок (БР).

Условия заключения сделок и сроки поставки электроэнергии различаются в зависимости от рыночного сектора.

В таблице 2.3 представлены основные инструменты определения цены и объема поставки для каждого торгового сектора оптового энергорынка.

Таблица 2.3 – Порядок определения цены и объема поставки электроэнергии в секторах торговли оптового энергорынка

Рыночный сектор	Модель ценообразования	Модель формирования объема поставки
Регулируемые договоры (РД)	Централизованное ценообразование (цена устанавливается службой тарифного регулирования ФАС)	Объем устанавливается ФАС в рамках баланса производства и продажи электроэнергии (поставки по РД не должны превышать 35% от реализуемой электроэнергии производителем)
Свободные двусторонние договоры (СДД)	Рыночное (свободное) ценообразование (цена определяется контрагентами по договору)	Объем определяется контрагентами по договору
Рынок на сутки вперед (РСВ)	Рыночное маргинальное ценообразование (цена устанавливается на основе проведения двухстороннего аукциона, организуемого администратором торговой системы (АТС))	Объем ценопринимания устанавливается на основе проведения двухстороннего аукциона АТС
Маргинальный инструмент балансирующего рынка (БР)	Рыночное маргинальное ценообразование (цена устанавливается на основе проведения конкурентного отбора заявок, организуемого системным оператором (СО ЕЭС))	Объем ценопринимания устанавливается на основе проведения конкурентного отбора заявок СО ЕЭС

Источник: разработано автором на основании [12, 132, 160, 277]

В секторе регулируемых договоров продажа электроэнергии осуществляется на основе двухсторонних контрактов по установленным тарифам. В ценовых зонах регулируемые договоры заключаются только в отношении объемов электроэнергии, предназначенных для

реализации населению и гарантирующим поставщикам. В неценовых зонах регулируемые двухсторонние договоры являются единственным механизмом реализации электроэнергии. Тарифы на поставку электроэнергии рассчитываются федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов согласно методике индексации цен [139, 302]. Объемы поставки регулируются Федеральной антимонопольной службой и устанавливаются в рамках сводного прогнозного баланса производства и продажи электроэнергии таким образом, чтобы для включенного в баланс производителя электроэнергии поставки по регулируемым договорам не превышали 35% от полного объема реализуемой им электроэнергии.

Продажа объемов электроэнергии, не покрываемых регулируемыми договорами, осуществляется по нерегулируемым ценам в рамках свободных договоров, рынка на сутки вперед и балансирующего рынка.

В секторе свободных договоров участники оптового рынка самостоятельно определяют контрагентов, цены и объемы поставки электроэнергии.

Рынок на сутки вперед основан на конкурентном отборе ценовых заявок поставщиков и потребителей, проводимом администратором торговой системы АО «АТС» за сутки до фактической поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. Конкурентный отбор заявок представляет собой двухсторонний аукцион поставщиков и потребителей, в основе которого лежит механизм маржинального ценообразования. Цена электроэнергии устанавливается путем балансирования спроса и предложения и распространяется на всех участников рынка. В соответствии с правилами торговли, в первую очередь удовлетворяются заявки на поставку электроэнергии с наименьшей ценой. Равновесная цена рассчитывается для каждого из расчетных узлов (групп точек поставок) ценовых зон. Индексы цен и объемы торговли на рынке на сутки вперед публикуются ежедневно администратором торговой системы [160, 267].

Если рынок на сутки вперед покрывает плановое потребление электроэнергии, то балансирующий рынок предназначен для реализации отклонений фактического объема производства и потребления электроэнергии от плановых значений. Отклонения характеризуют недостаток или избыток приобретенной на рынке на сутки вперед электроэнергии, которые могут быть вызваны собственными или внешними инициативами. Собственная инициатива возникает по причине действий участника рынка, в то время как внешняя инициатива является следствием команд системного оператора или аварии, приведшей к изменению режимов производства или потребления электроэнергии. Торговля отклонениями осуществляется в режиме реального времени для каждого расчетного узла. При этом цена покупки

электроэнергии (отклонение в сторону увеличения потребления) на балансирующем рынке значительно выше, чем цена на рынке на сутки вперед, а цена продажи (отклонение в сторону снижения потребления), наоборот, существенно ниже. Для осуществления торгов каждые 3 часа до фактической поставки системный оператор проводит дополнительные конкурентные отборы заявок поставщиков с учетом прогнозного потребления, эффективной загрузки электростанций и системной надежности [160, 163, 302].

На рисунке 2.20 представлен процесс формирования объемов электроэнергии во времени по секторам торговли ОРЭМ.

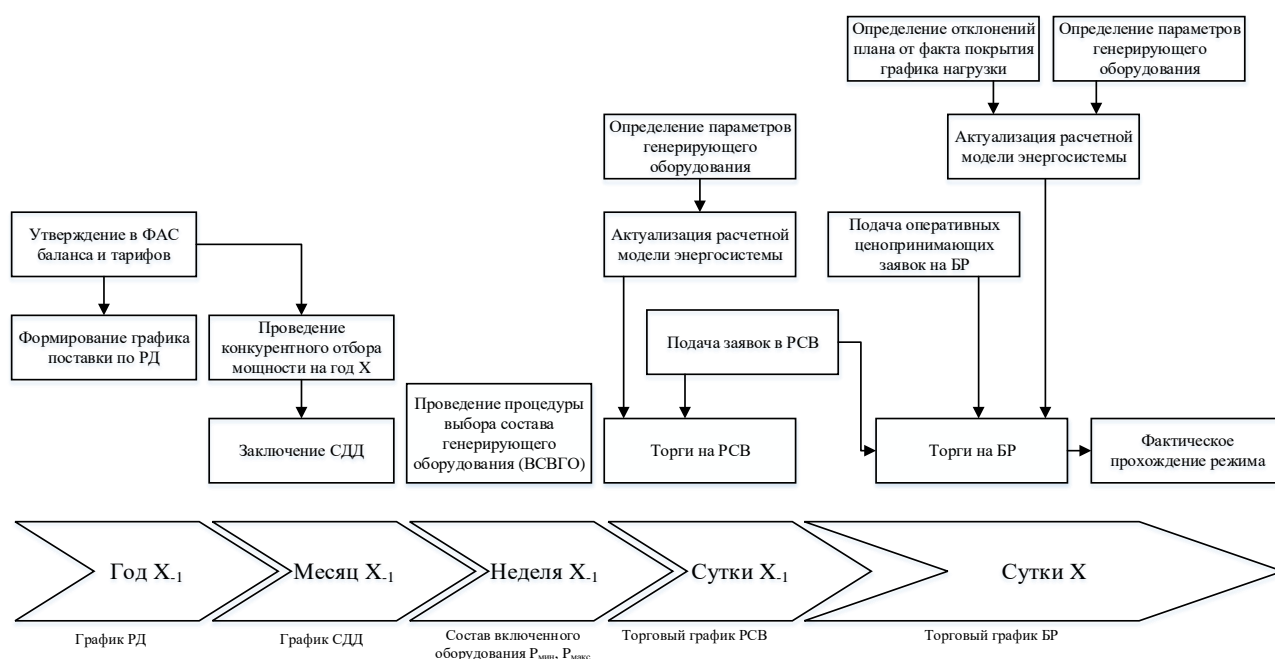


Рисунок 2.20 – Процесс формирования объемов электроэнергии по секторам оптового энергорынка

Источник: разработано автором на основании [12, 160, 277]

В ценовых зонах оптового энергорынка основным сектором торговли является рынок на сутки вперед, на котором реализуется более 70% объемов электроэнергии [140, 244]. В то же время в неценовых зонах оптового энергорынка единственным сектором торговли являются регулируемые договоры. Далее в работе в качестве определяющих ценовых механизмов оптового энергорынка рассматриваются модели ценообразования данных торговых секторов.

Рассмотрим механизм функционирования рынка на сутки вперед более подробно. На рисунках 2.21 и 2.22 представлены составленные структурно-функциональная и процессная модели рынка на сутки вперед.

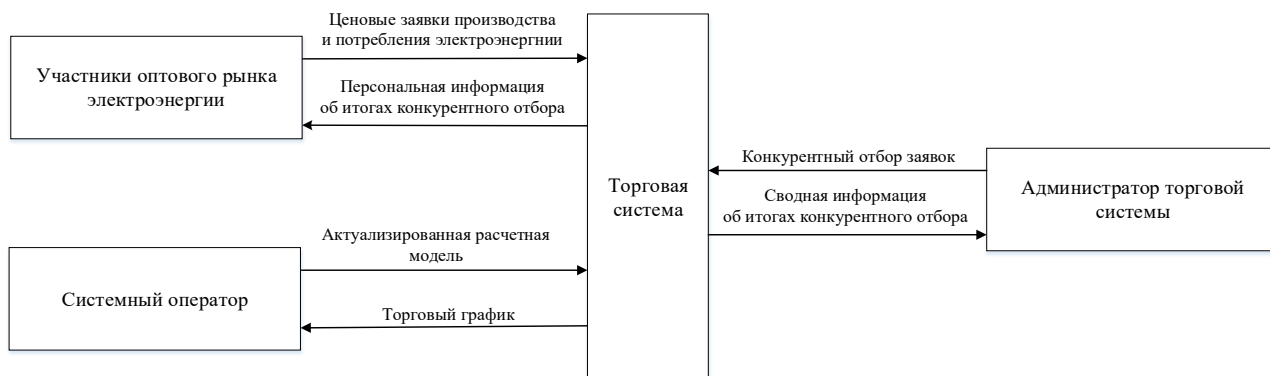


Рисунок 2.21 – Структурно-функциональная модель рынка на сутки вперед

Источник: разработано автором

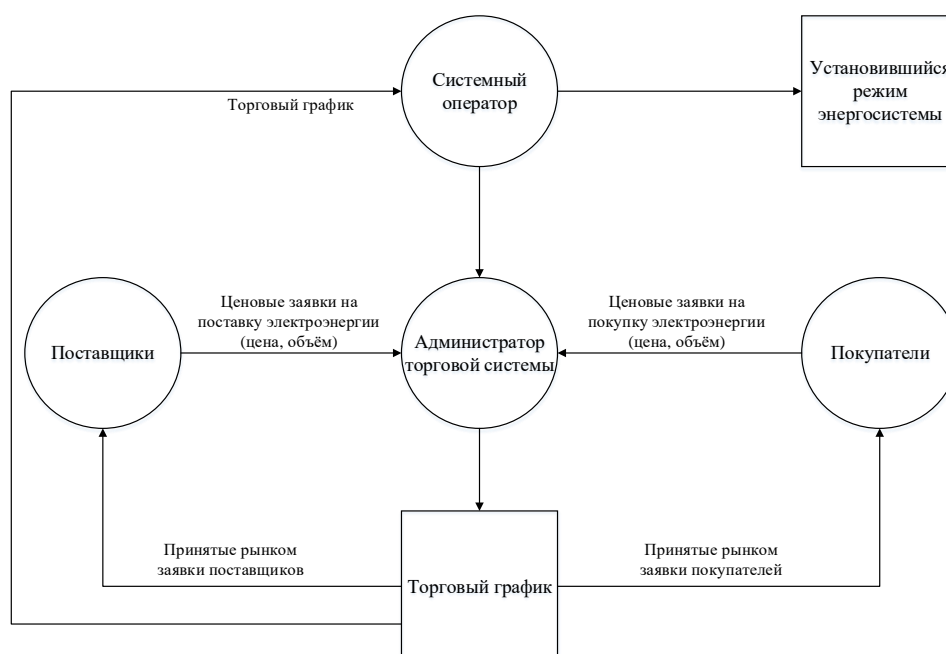


Рисунок 2.22 – Процессная модель рынка на сутки вперед

Источник: разработано автором

Как видно, основой механизма является торговая система, в рамках которой за сутки до поставки электроэнергии коммерческий оператор (АО «АТС») проводит конкурентный отбор ценовых заявок покупателей и поставщиков электроэнергии.

Входной информацией для торговой системы являются:

- ценовые заявки поставщиков в отношении каждой генерирующей установки на каждый час следующих суток,
- ценовые заявки покупателей в отношении точки поставки электроэнергии на каждый час следующих суток,

- актуализированная расчетная модель энергосистемы, предоставляемая системным оператором, и отражающая ее состояние на момент поставки электроэнергии.

Ценовые заявки поставщиков и покупателей содержат пары «цена - объем», формируя соответственно кривые предложения и спроса. При этом цена может не указываться. В этом случае заявка называется ценопринимательской и говорит о готовности участника продать (купить) электроэнергию по сложившейся на рынке цене.

Актуализированная расчетная модель определяет топологию и режим работы энергосистемы с учетом актуальных параметров генерирующего оборудования, сетевых и системных ограничений на каждый час следующих суток. Выходной информацией для торговой системы являются:

- персональная информация о результатах конкурентного отбора (объемы планового производства и потребления электроэнергии для каждого участника торгов)
- сводная информация о результатах конкурентного отбора, публикуемая коммерческим оператором (узловые равновесные цены, объемы реализации электроэнергии на рынке)
- торговый график с включенными объемами поставщиков и покупателей электроэнергии, передаваемый системному оператору для ведения режима энергосистемы.

Конкурентному отбору ценовых заявок на рынке на сутки вперед предшествует проводимая раз в неделю системным оператором процедура выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) [163]. Ее задачей является отбор оптимального количества генерирующего оборудования для удовлетворения спроса с позиции минимизации производственных затрат по энергосистеме (рисунок 2.23).

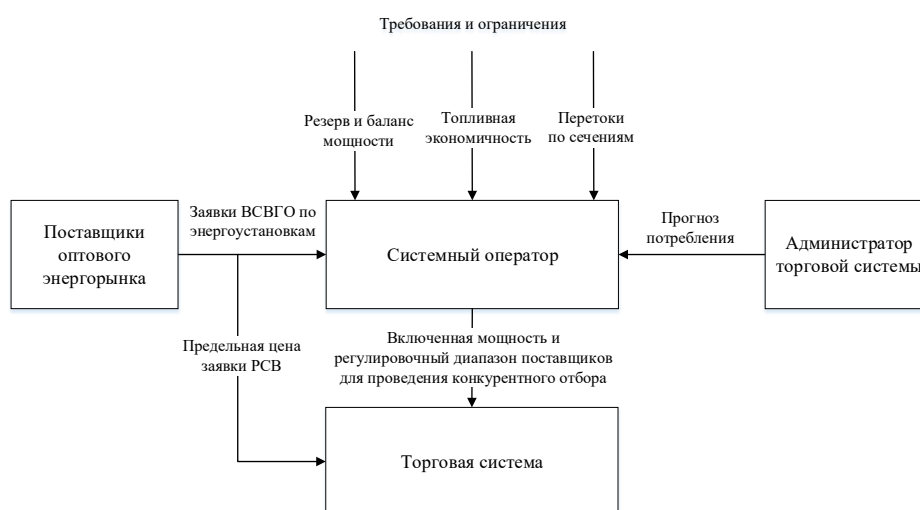


Рисунок 2.23 – Структурно-функциональная модель ВСВГО

Источник: разработано автором

Для принятия участия в процедуре ВСВГО поставщики оптового энергорынка подают ценовые заявки администратору торговой системы, содержащие помимо пары «цена-объем» сведения о стоимости пуска единицы установленной мощности (МВт) по каждой энергоустановке. Данные заявки передаются системному оператору, который на основе прогноза потребления электроэнергии выбирает состав включенного генерирующего оборудования, а также оборудования находящегося в резерве на основе принципа минимизации стоимости производства электроэнергии. По итогам ВСВГО системным оператором определяется плановый состав включенного генерирующего оборудования, а также границы регулировочного диапазона, в рамках которого поставщики конкурируют на рынке на сутки вперед. При этом цена, указанная поставщиком в заявке ВСВГО, является предельной для него при формировании заявки РСВ [163, 265].

Непосредственно конкурентный отбор заявок и определение планового производства и потребления электроэнергии участниками рынка включает ряд этапов (рисунок 2.24).



Рисунок 2.24 – Этапы конкурентного отбора ценовых заявок

Источник: разработано автором

На первом этапе администратор торговой системы получает от системного оператора актуализированную узловую расчетную модель энергосистемы, включающую в себя схему перетоков, отобранный в результате проведения процедуры ВСВГО состав генерирующего оборудования, сетевые и системные ограничения.

На втором этапе поставщики подают ценовые заявки для каждого часа операционных суток. При этом цена заявки для групп точек поставки (ГТП) генерации не должна превышать значения цены, указанной поставщиком в ценовой заявке ВСВГО. Под группой точек поставки понимается совокупность, состоящая из одной или нескольких точек поставки электроэнергии, относящихся к одному узлу расчетной модели энергосистемы [86, 99]. Допускается подача ценопринимающих заявок, в которых поставщики не указывают цену электроэнергии.

Покупатели также для каждого часа операционных суток подают заявки, отражающие их готовность купить в ГТП электроэнергию по соответствующей цене и не выше указанного объема. Покупатели, как и поставщики, могут подавать ценопринимающие заявки, таким образом, увеличивая вероятность включения заявок в торговый график системы.

На третьем этапе администратор торговой системы на основании данных, полученных от системного оператора, и заявок участников рынка определяет для каждой ГТП почасовые равновесные цены и объемы выработанной и потребленной электроэнергии, формируя торговый график. При проведении конкурентного отбора АТС включает в торговый график объемы электроэнергии поставщиков с наиболее низкой ценой и объемы электроэнергии покупателей с наиболее высокой ценой. Равновесную цену определяет максимальное ценовое предложение, заявленный объем электроэнергии которой востребован рынком, и носит название ценообразующего.

На четвертом этапе АТС передает сформированный торговый график системному оператору для ведения режима энергосистемы. Производители электроэнергии, ценовые заявки которых оказались выше равновесной цены, и потребители, ценовые заявки которых оказались ниже равновесной цены, в торговый график не включаются. В случае если в результате конкурентного отбора часть или весь объем планируемого производства (потребления) не включается в торговый график, участник может либо ограничить свое производство (потребление) на уровне торгового графика, либо выработать (потребить) недостающий объем на балансирующем рынке.

В конкурентном отборе принимает участие объем, соответствующий всей включенной мощности энергоустановок предприятий. При этом для ценовых заявок соблюдаются следующие правила [132, 160]:

- Ценовая заявка может подаваться на любые сутки или интервал суток в период от 1 до 99 суток.
- Ценовая заявка состоит из 24 часовых подзаявок.
- Каждая часовая подзаявка состоит из трех монотонно возрастающих ступеней «цена-объем электроэнергии».
- В каждой часовой подзаявке максимальное значение заявленного объема должно быть не меньше, чем значение включенной мощности. Разница приводит к снижению оплаты мощности.

Ценовая заявка участника-поставщика встраивается в график предложения коммерческого оператора (рисунок 2.25).

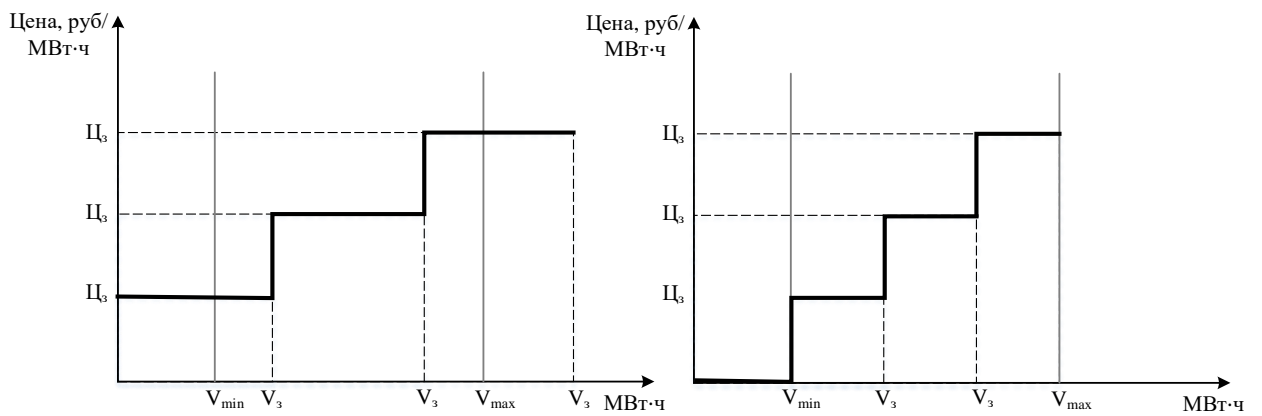


Рисунок 2.25 – Модификация коммерческим оператором ценовых заявок

Источник: разработано автором

Для объема, соответствующего минимальному значению регулировочного диапазона, достраивается ценопринимая часть. Объем последней ступени ограничивается объемом, соответствующим максимальному значению регулировочного диапазона. Цены объемов ограничиваются ценами из уведомления об ограничении цены.

Как было отмечено выше, на рынке на сутки вперед торговля электроэнергией происходит по цене, устанавливающейся под влиянием спроса и предложения. Равновесная цена электроэнергии определяется на основании ценовых заявок поставщиков и покупателей электроэнергии соответствующей ценовой зоны с учетом перетоков энергии (рисунок 2.26).

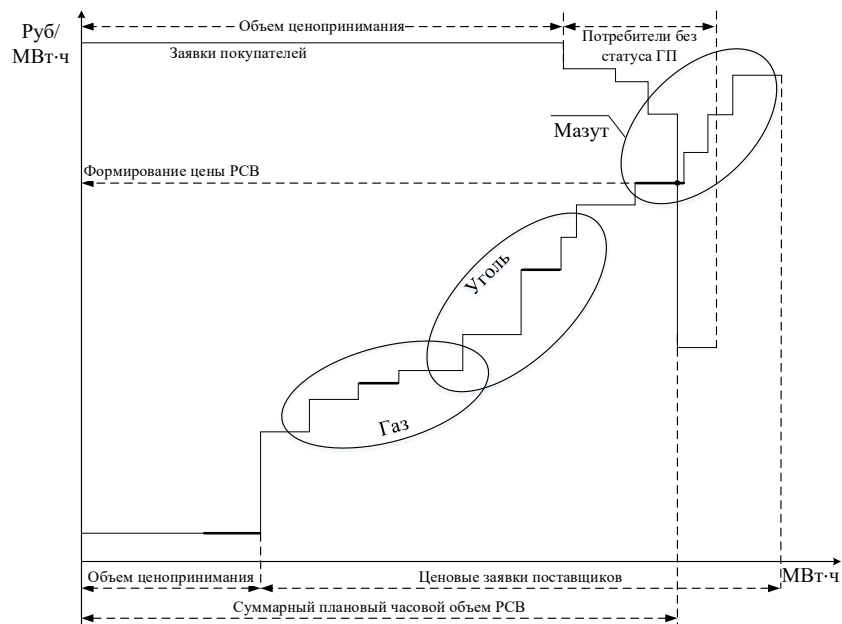


Рисунок 2.26 – Модель ценообразования на рынке на сутки вперед

Источник: разработано автором на основании [160, 227, 267]



Механизм ценообразования в неценовых зонах оптового энергорынка существенно отличается от ценообразования в ценовых зонах. Ввиду отсутствия возможности создания условий для полноценной конкуренции в данных зонах оптового рынка электроэнергия реализуется по регулируемым ценам.

В торговом сегменте регулируемых договоров сторонами договора выступают покупатель, поставщик и коммерческий оператор (АО «АТС»). Основным принципом реализации электроэнергии является «take or pay», заключающийся в том, что поставщик обязан поставить договорный объем, а покупатель обязан оплатить вне зависимости от планового потребления. Срок действия регулируемых договоров – до конца календарного года. Особенностью функционирования рынка регулируемых договоров является его сбалансированность по объемным и стоимостным потокам между покупателями и поставщиками [12].

Цена по регулируемому договору формируется с учетом стоимости ее поставки, определяемой тарифом на передачу. Объем потребления устанавливается на основании плановых величин потребления электроэнергии по региону. Средняя цена по всему пакету регулируемых договоров для покупателя не должна быть выше индикативной цены для данного покупателя согласно балансовому решению ФАС. Цена регулируемого договора может быть изменена при условии обоюдного согласия покупателя и поставщика [9, 12].

На рисунке 2.27 представлена модель формирования цены на электроэнергию в торговом секторе регулируемых договоров.

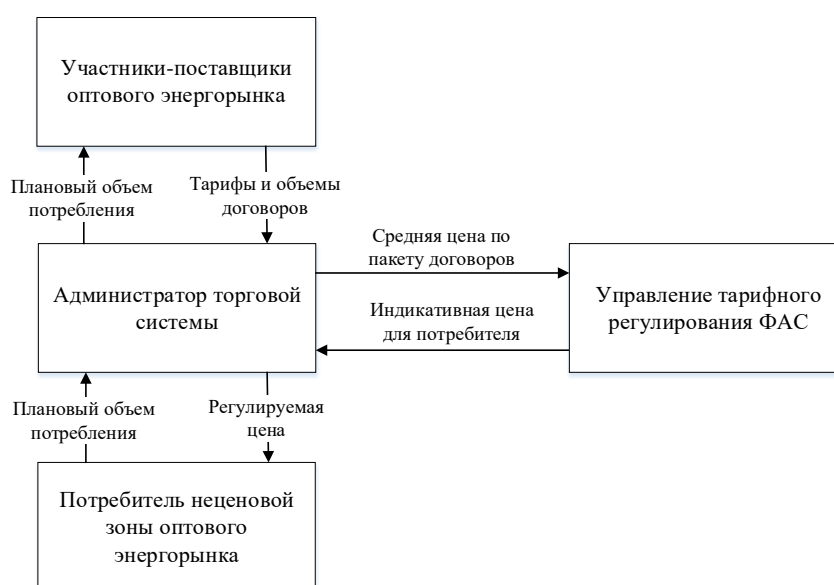


Рисунок 2.27 – Модель ценообразования в торговом секторе регулируемых договоров

Источник: разработано автором

Процесс формирования регулируемых двухсторонних договоров включает следующие этапы [160, 276, 298]:

1. Определение планового объема потребления и индикативной цены на электроэнергию для потребителей. Устанавливается ФАС на основе составления сводного прогнозного баланса производства и поставок электроэнергии.
2. Составление пакета регулируемых договоров с производителями, включающего тарифы и объемы договоров. Осуществляется АТС с применением принципа наименьшего тарифа.
3. Расчет средней цены по пакету регулируемых договоров и сопоставление ее с индикативной ценой для потребителя. Проводит АТС. Контроль не превышения средней цены индикативной осуществляет ФАС.
4. Заключение регулируемых договоров между потребителями и производителями. Осуществляется через торговую систему. При этом ФАС контролирует не превышение доли сделок в 35% от общего объема реализации каждым предприятием в торговом секторе регулируемых договоров.

Стоит отметить особую роль в неценовых зонах оптового энергорынка гарантирующих поставщиков. Гарантирующие поставщики (ГП) электроэнергии представляют собой регулируемые государством сбытовые компании, которые обязаны заключить договор с любым обратившимся потребителем в рамках его зоны деятельности [105, 297, 298]. Плановое потребление, на основе которого составляются регулируемые договоры, не совпадает с фактическим потреблением по причине того, что системный оператор, руководствуясь принципами минимизации производственных затрат по энергосистеме, задает график выработки электроэнергии отличный от величин прогнозного баланса. Отсюда стоимость электроэнергии отклоняется от заданной регулируемой цены. Являясь гарантами платежей по обязательствам для сетевых компаний и генераторов, гарантирующие поставщики позволяют сводить баланс производства и потребления электроэнергии, а их деятельность на энергорынке – обеспечить надежное энергоснабжение потребителей. Гарантирующие поставщики являются субъектами как оптовых, так и розничных рынков.

С оптовым энергорынком иерархически связаны розничные рынки электроэнергии. Они предназначены для реализации электроэнергии, приобретенной на оптовом рынке электроэнергии, на территориальном уровне, а также местных генерирующих предприятий, не являющихся субъектами оптового рынка.

Системообразующим документом, описывающим правила функционирования розничного рынка, является Постановление Правительства РФ №442 «О функционировании

розничных рынков электроэнергии». Согласно данному документу субъектами энергорынка являются:

- потребители электроэнергии,
- исполнители коммунальных услуг, приобретающие электроэнергию для оказания коммунальных услуг населению,
- гарантирующие поставщики,
- независимые энергосбытовые и энергоснабжающие организации,
- производители электроэнергии, не имеющие статуса субъекта оптового энергорынка,
- региональные сетевые компании (операторы распределительных сетей),
- региональные диспетчерские управления (представительства системного оператора).

На рисунке 2.28 представлена структура розничного рынка электроэнергии.

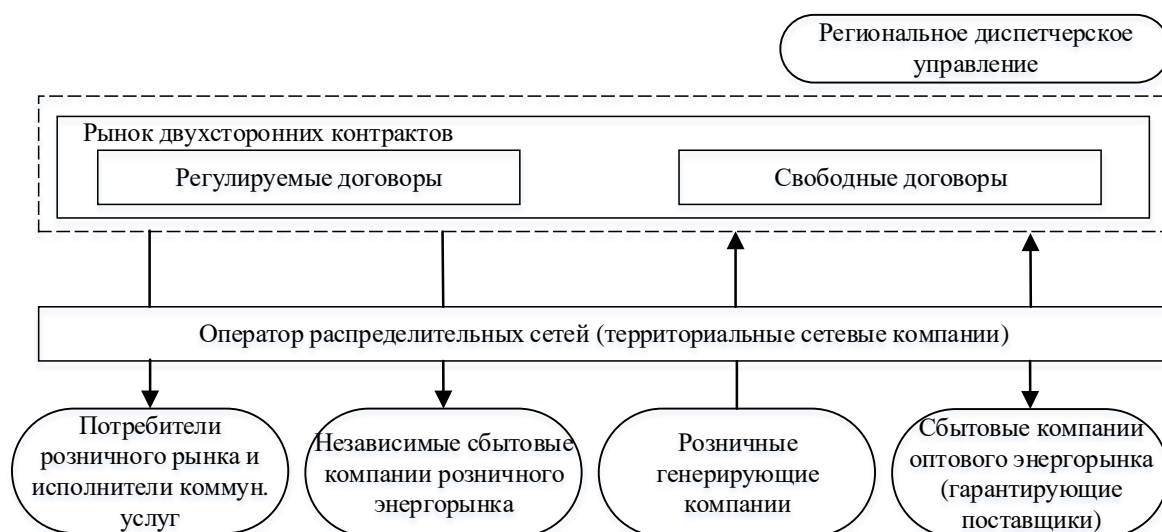


Рисунок 2.28 – Модель структуры розничного рынка электроэнергии

Источник: разработано автором на основании [12, 27, 159, 160]

Модель ценообразования на розничном рынке электроэнергии непосредственно связана с оптовым энергорынком (рисунок 2.29).

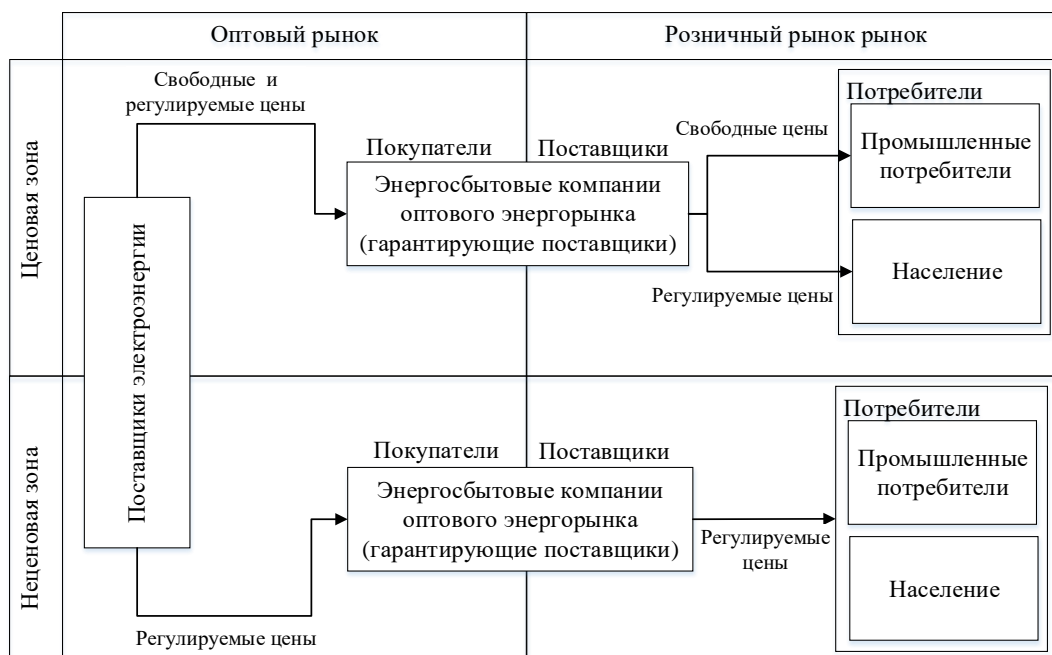


Рисунок 2.29 – Взаимосвязь ценообразования на розничном и оптовом энергорынках

Источник: составлено автором

На розничном рынке электроэнергии действуют два сектора торговли электроэнергией – регулируемых и свободных договоров. При этом для потребителей в неценовых зонах электроэнергия отпускается только по регулируемым ценам. Это же справедливо и для потребителей ценовой зоны, приравненных к населению.

Механизм свободных двусторонних договоров предполагает, что участники рынка сами выбирают контрагентов, цены и объемы поставки электроэнергии. При заключении договора поставщики обязаны поставить объем электроэнергии, предусмотренный договором, произведя его на собственных генерирующих объектах или путем приобретения необходимого объема электроэнергии на оптовом энергорынке по свободным ценам. Свободные двухсторонние договоры заключаются на индивидуальных условиях, поэтому единой рыночной цены здесь не существует.

Можно выделить два вида свободных договоров:

- договор купли-продажи, при котором потребитель самостоятельно решает вопрос по передаче электроэнергии с сетевой организацией,
- договор энергоснабжения, включающий в условия договора оказание услуг по передаче электроэнергии.

Предельный уровень цен по свободным двухсторонним договорам является механизмом регулирования отношений в данном торговом секторе. Он рассчитывается по каждому гарантирующему поставщику и включает в себя [59, 126, 227]:

- средневзвешенную свободную цену на электроэнергию,
- одноставочный тариф на услуги по передаче электроэнергии с учетом потерь,
- сбытовую надбавку поставщика

Уровень цен для гарантирующих поставщиков рассчитывает коммерческий оператор (АТС). При этом для розничных потребителей составляется тарифное меню [12, 27, 204]:

- одноставочный тариф (цена на электроэнергию с учетом мощности),
- двухставочный тариф (раздельная оплата электроэнергии и мощности),
- зонный тариф (цена дифференцируется по времени суток – ночная, полупиковая, пиковая),
- цены для потребителей с почасовым учетом электроэнергии.

Существенное влияние на розничные цены оказывает трансляция цен оптового рынка на розничный [140]. Трансляция цен оптового рынка осуществляется в отношении всех конечных потребителей, за исключением населения. В общем случае механизм формирования цены для розничного потребителя можно представить в виде модели, изображенной на рисунке 2.30.



Рисунок 2.30 – Модель формирования цены на розничном рынке электроэнергии

Источник: составлено автором

Отдельно от оптового энергорынка функционируют энергосистемы изолированных территориальных образований. Обычно их форма организации имеет вид вертикально-интегрированной структуры энергоснабжения (рисунок 2.31).

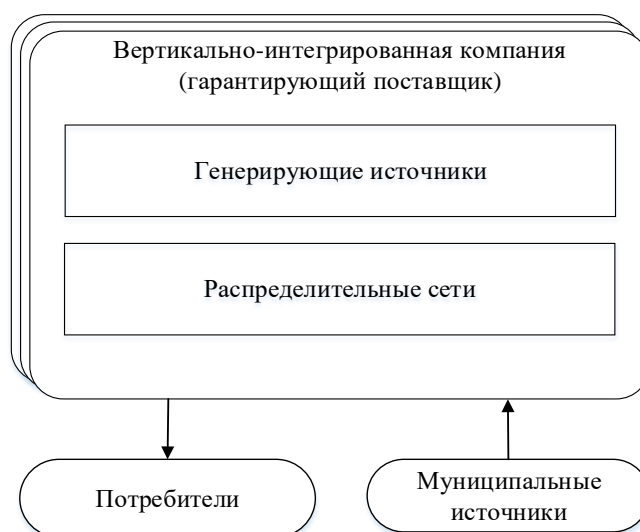


Рисунок 2.31 – Форма организации энергосистемы изолированного территориального образования

Источник: составлено автором

Вертикально-интегрированная структура исполняет роль гарантирующего поставщика. Ее доход регулируется региональным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов. Сбытовые надбавки устанавливаются в виде процента от себестоимости производства или цены покупки электроэнергии (мощности) гарантирующим поставщиком. При этом процент зависит от максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя (цена дифференцируется по уровням напряжения и объему потребления конечных потребителей). Данная модель также справедлива для ряда розничных рынков, функционирующих согласно принципу единого закупщика.

Помимо электроэнергии в рамках общеэнергетической системы осуществляется производство и распределение тепловой энергии. В отличие от электроэнергии тепловую энергию нельзя передавать на большие расстояния из-за резкого возрастания потерь, но технологии ее накопления отработаны лучше и чаще применяются в практике. Основными качественными характеристиками тепловой энергии являются температура и давление теплоносителя [143, 144, 220].

Для тепла характерна высокая социальная значимость как товара для потребителя, что обусловило гораздо более медленное протекание процесса либерализации экономических отношений в теплоснабжении. Основным документом, в рамках которого регламентируются отношения в теплоснабжении, является №190-ФЗ «О теплоснабжении».

Рынок тепловой энергии, как правило, формируется на основе существующей системы теплоснабжения, носящей локальный характер. На территории страны на данный момент функционирует более 50000 рынков тепловой энергии. В основном применяются две модели организации теплового хозяйства: единой тепловой компании и единого закупщика [56, 76].

Модель единой тепловой компании предполагает, что весь бизнес по теплоснабжению потребителей консолидируется в одной компании, что обеспечивает условия для оптимизации функционирования и развития систем теплоснабжения, а также способствует капитализации теплоснабжающего предприятия и росту его инвестиционной привлекательности (рисунок 2.32). Существенным недостатком модели является отсутствие конкуренции между тепловыми источниками, что не стимулирует единую тепловую компанию формировать стоимость на тепловую энергию ниже предельного уровня.



Рисунок 2.32 – Модель единой тепловой компании

Источник: составлено автором на основании [23, 42, 76]

В модели единого закупщика деятельность по передаче тепла отделена от производства. Теплосетевая компания осуществляет закупку тепла у источников тепловой энергии с наименьшими тарифами, а затем реализует ее потребителям (рисунок 2.33). Данная модель является организационно-экономическим механизмом, обеспечивающим конкурентный отбор поставщиков тепла для системы теплоснабжения с учетом технических ограничений.

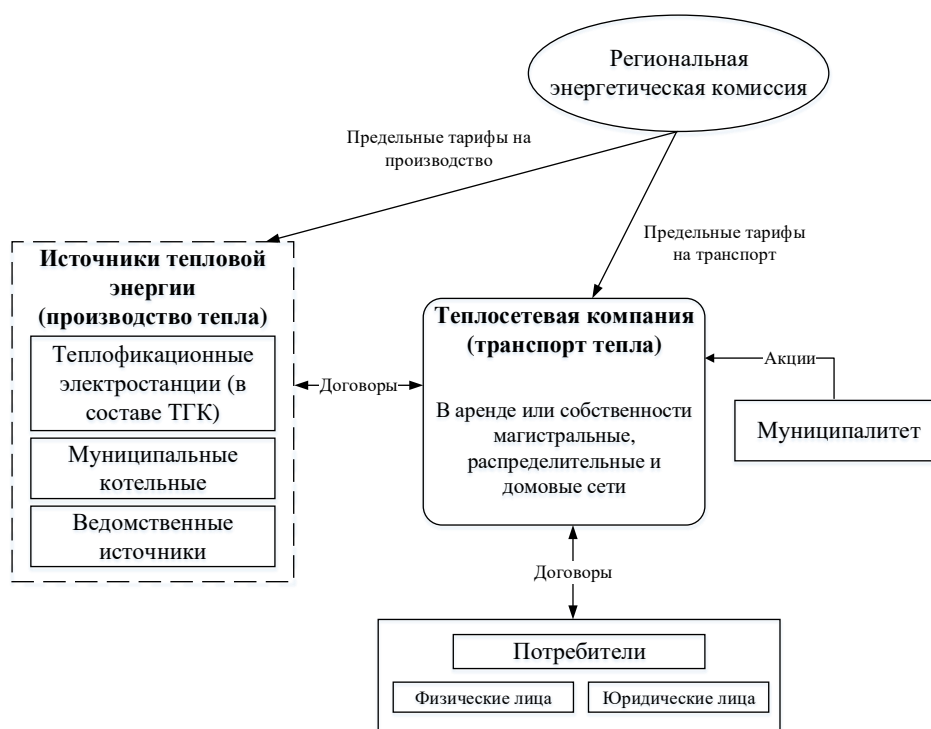


Рисунок 2.33 – Модель единого закупщика

Источник: составлено автором на основании [23, 42, 76]

Ценообразование на рынке тепла регулируется. Согласно закону «О теплоснабжении» на рынке тепловой энергии могут применяться следующие методы формирования цены:

- метод экономически обоснованных расходов (затрат),
- метод индексации установленных тарифов,
- метод обеспечения доходности инвестированного капитала (Regulatory Asset Base, RAB),
- метод сравнения аналогов,
- метод альтернативной котельной (с начала 2019 года).

Применяемый механизм ценообразования устанавливается администрацией территориального образования. Обобщенная модель формирования предельных цен на тепло приведена на рисунке 2.34.





Рисунок 2.34 – Механизм формирования предельных цен на тепло

Источник: разработано автором на основании [23, 42, 143, 144]

По методу экономически обоснованных затрат необходимая валовая выручка теплоснабжающего предприятия рассчитывается на соответствующий период как аддитивная величина, включающая в себя производственные, ремонтные, административные и амортизационные расходы, а также нормативную прибыль.

По методу индексации установленных тарифов необходимая валовая выручка включает в себя текущие расходы, амортизацию, нормативную и расчетную предпринимательскую прибыли.

По методу RAB необходимая валовая выручка в целях установления тарифа определяется как сумма производственных расходов, дохода на инвестированный капитал, возврата инвестиционного капитала.

По методу сравнения аналогов устанавливаются долгосрочные тарифы на основе анализа расходов прочих теплоснабжающих предприятий, основные фонды и условия функционирования которых характеризуются похожими физическими и технологическими параметрами. Определяются базовый уровень расходов и индекс их снижения. Необходимая валовая выручка рассчитывается путем индексации базового уровня расходов с использованием индекса снижения расходов и индекса потребительских цен [57, 143, 221, 263].

По методу альтернативной котельной формируются тарифы на долгосрочный период (на 10 и более лет). В соответствии с концепцией, альтернативная котельная представляет собой эффективный локальный источник теплоснабжения, которым потребители могут заменить сторонние теплоснабжающие организации. Установление цены на тепло предполагается на уровне, не превышающем стоимости тепловой энергии, производимой в данной котельной, включая инвестиционные затраты на ее строительство. Стоимость тепловой энергии альтернативной котельной определяется в процессе моделирования инвестиционного проекта на основе ряда входных параметров (технологических и экономических) в соответствии с приемлемыми для инвестора сроком окупаемости и нормой доходности [143, 289].

В ближайшие годы в рамках плана по либерализации экономических отношений в теплоэнергетике намечается массовый переход регионов на использование метода альтернативной котельной с целью привлечения инвестиций в модернизацию систем теплоснабжения, характеризующихся высоким коэффициентом износа. Поэтому далее в работе данному методу ценообразования уделяется особое внимание.

### 2.3.2 Разработка модели оценки влияния рыночных механизмов ценообразования на энергетическую безопасность

Повышение уровня энергетической безопасности территориально-административного образования можно достичь за счет изменения рыночных механизмов ценообразования на энергетических рынках, определяющих экономические отношения в общеэнергетической системе и ее рыночную структуру, а также влияющих на экономическое равновесие спроса и предложения. Установившаяся рыночная цена является одним из ключевых параметров модели оценки уровня энергетической безопасности.

Обобщая основные механизмы ценообразования, применяемые на рынках электрической и тепловой энергии, рассмотренные в предыдущем разделе, можно говорить о том, что на современном этапе развития экономики страны в системах электро- и теплоснабжения применяются модели централизованного и рыночного ценообразования. Данные модели ценообразования представлены в таблице 2.4.

Ценообразование на рынках электроэнергии и тепла практически невозможно рассматривать отдельно друг от друга ввиду сложной природы взаимосвязей между электроэнергией и теплом как товаров. С одной стороны, тепловая и электрическая энергия при определенных условиях являются для потребителя товарами-субститутами, характеризуются взаимозаменяемостью, а рост стоимости одного из данных видов продукции приводит к замещению его другим в рамках энергосистемы. С другой стороны, широкое распространение

комбинированного производства энергетической продукции приводит к тому, что взаимосвязь между теплом и электроэнергией приобретает комплиментарный характер, и рост цены на один товар в итоге приводит к снижению спроса на другой.

С учетом данной особенности был разработан алгоритм оценки влияния структуры энергорынков на уровень энергетической безопасности, представленный на рисунке 2.35.

Таблица 2.4 – Основные модели ценообразования на рынках электрической и тепловой энергии

Вид рынка	Характеристика	Модель ценообразования на рынке
Оптовый рынок электроэнергии	ценовая зона	Маржинальное ценообразование на основе проведения двухстороннего аукциона
	неценовая зона	Себестоимость производства + надбавка, обеспечивающая необходимую валовую выручку поставщикам согласно установленному тарифу
Розничный рынок электроэнергии	ценовая зона	Средневзвешенная по объему цена, с учетом того, что часть электроэнергии была закуплена на оптовом рынке по установившейся маржинальной цене, а другая – на розничном рынке по цене, обеспечивающей необходимую валовую выручку производителю + сбытовая надбавка гарантирующего поставщика
	неценовая зона	Средневзвешенная по объему цена, с учетом того, что на оптовом и розничном рынках применяются схожие методы ценообразования на основе обеспечения необходимой валовой выручки производителей (по установленным тарифам) + сбытовая надбавка гарантирующего поставщика
	изолированная	Себестоимость производства + сбытовая надбавка (в виде доли от производственных затрат), обеспечивающая необходимую валовую выручку вертикально-интегрированной компании (гарантирующему поставщику)
Локальный рынок тепла	единая тепловая компания	Себестоимость производства + сбытовая надбавка (в виде доли от производственных затрат), обеспечивающая необходимую валовую выручку единой тепловой компании
	единый закупщик	Средневзвешенная цена покупки тепла, сформированная по принципу минимума производственных затрат по системе теплоснабжения + сбытовая надбавка (в виде доли от цены закупки), обеспечивающая необходимую валовую выручку закупщику

Источник: разработано автором

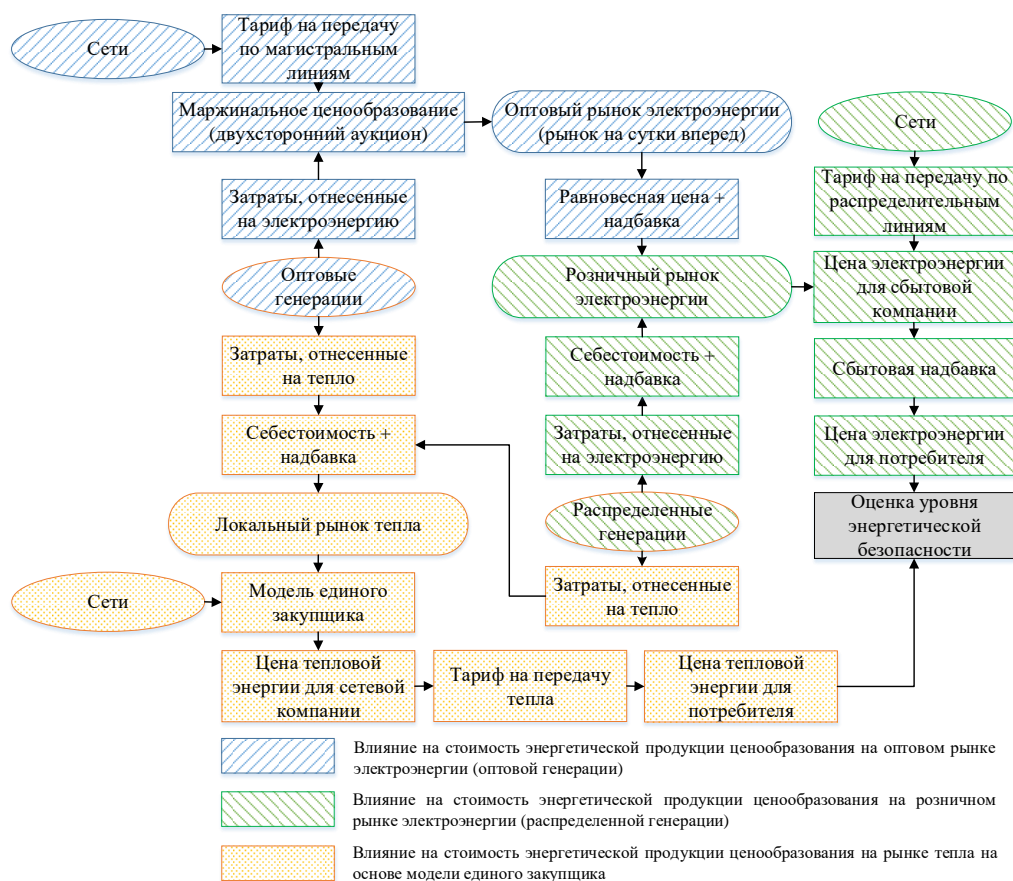


Рисунок 2.35 – Алгоритм оценки влияния рыночной структуры на уровень энергетической безопасности открытого территориального образования

Источник: разработано автором

В представленном алгоритме выделены области влияния на энергетическую безопасность моделей формирования цены на оптовом и розничном рынках электроэнергии, а также на локальном рынке тепла.

На оптовом рынке электроэнергии ценообразование включает в себя:

1. Формирование затрат на производство электроэнергии, осуществляемое территориальными генерирующими компаниями оптового энергорынка.
2. Проведение двухстороннего аукциона ценовых заявок оптовых производителей с учетом затрат на транспорт электроэнергии по магистральным сетям.
3. Установление равновесной цены на электроэнергию на оптовом энергорынке на основе маржинальной модели ценообразования.
4. Определение сбытовой надбавки к оптовой цене поставщика электроэнергии на розничный рынок.

На розничном рынке электроэнергии ценообразование включает в себя:

1. Стоимость электроэнергии, поставляемой с оптового энергорынка.
2. Формирование затрат на производство электроэнергии, осуществляемое территориальными генерирующими компаниями розничного энергорынка.
3. Определение надбавки к себестоимости производства (как доли от производственных затрат) для обеспечения необходимой валовой выручки генерирующего предприятия розничного рынка.
4. Определение цены на розничном энергорынке как средневзвешенной по объемам от стоимости электроэнергии, поставляемой с оптового энергорынка, и стоимости электроэнергии, вырабатываемой компаниями розничного рынка.
5. Определение цены электроэнергии для конечного потребителя на основе цены розничного энергорынка с учетом тарифа на передачу по распределительным сетям и сбытовой надбавки.

Рыночная цена на электроэнергию на оптовом и розничном энергорынках оказывает влияние на цену тепловой энергии на локальном рынке тепла через разнесение затрат между двумя видами данной продукции, осуществляемого оптовыми и розничными генерирующими компаниями при производстве электроэнергии и тепла в едином цикле. Соответственно, ценообразование на локальном рынке тепла включает в себя:

1. Формирование затрат, относимых на производство тепла, территориальными генерирующими компаниями оптового и розничного рынка электроэнергии.
2. Определение надбавки к себестоимости производства (как доли от производственных затрат) для обеспечения необходимой валовой выручки генерирующего предприятия на рынке тепла.
3. Определение цены на локальном рынке тепла как средневзвешенной по объемам закупки тепла от территориальных генерирующих компаний оптового и розничного рынка (по принципу минимума производственных затрат по системе теплоснабжения при модели единого закупщика).
4. Определение цены тепловой энергии для конечного потребителя с учетом тарифа на передачу по тепловым сетям и сбытовой надбавки.

В изолированных территориальных образованиях (областях, не охваченных оптовым энергорынком) генерирующая компания розничного рынка может представлять собой вертикально-интегрированную структуру, в ведении которой будет находиться как производство тепла и электроэнергии, так и сетевое хозяйство. При этом алгоритм оценки влияния рыночной структуры на энергетическую безопасность изменится (рисунок 2.36).

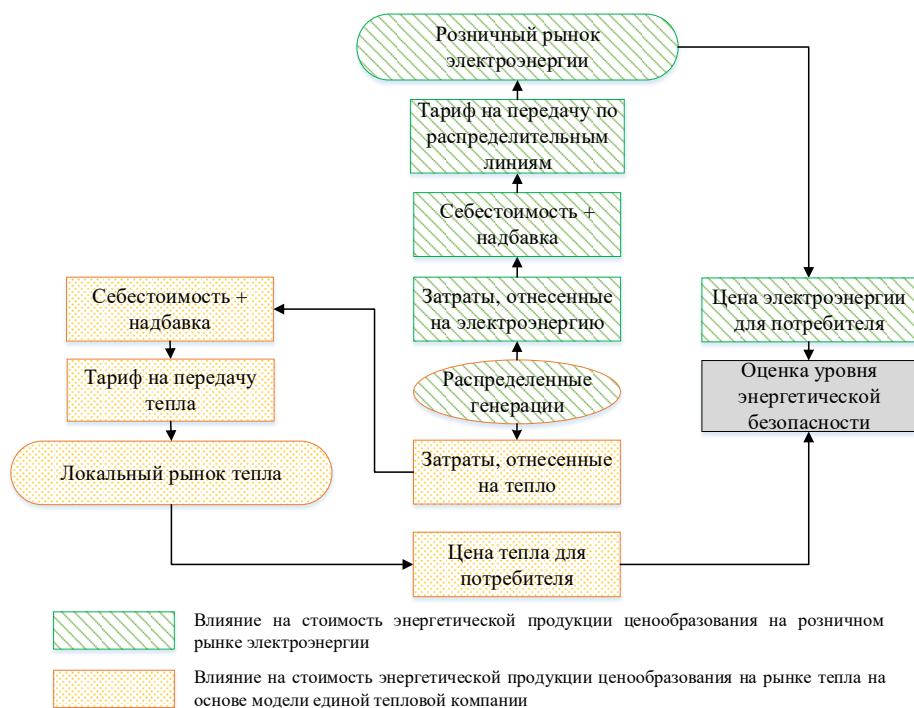


Рисунок 2.36 – Алгоритм оценки влияния рыночной структуры на уровень энергетической безопасности изолированного территориального образования

Источник: разработано автором

Предложенные алгоритмы позволяют проводить исследования уровня энергобезопасности территориальных образований с различной рыночной структурой и моделями ценообразования, оценивать последствия изменения рыночной структуры и перехода от одной модели ценообразования к другой, вызванными объективными тенденциями развития энергетики. В таблице 2.5 представлены исследуемые варианты сочетаний рыночных структур и моделей ценообразования, характерные для большинства территориальных энергосистем.

Таблица 2.5 – Исследуемые сочетания рыночных структур и моделей ценообразования на территориальном уровне

Структура\ Ценообразован ие	Оптовый рынок (ОР)		Розничный рынок (РР)			Рынок тепла (РТ)	
	маржинал ьное	регулируе мое	среднезв ешенная из цен ОР и РР	трансля ция цены ОР	регулируе мое	единый закупщи к	единая тепловая компани я
I. Территориальное образование в ценовой зоне оптового энергорынка							
генерации ОР и РР выпускают э/э и т/э	+		+			+	
генерации ОР	+		+				+

Продолжение таблицы 2.5

выпускают э/э, генерации РР э/э и т/э							
генерации ОР выпускают э/э и т/э	+			+			+
<b>II. Территориальное образование в неценовой зоне оптового энергорынка</b>							
генерации ОР и РР выпускают э/э и т/э		+	+			+	
генерации ОР выпускают э/э, генерации РР э/э и т/э		+	+				+
генерации ОР выпускают э/э и т/э		+		+			+
<b>III. Изолированное территориальное образование</b>							
генерации РР выпускают э/э и т/э					+	+	
генерации РР выпускают э/э и т/э					+		+

Источник: разработано автором

На рисунке 2.37 приведена графическая интерпретация влияния рыночной структуры (иерархии энергорынков) и метода ценообразования на стоимость энергетической продукции.

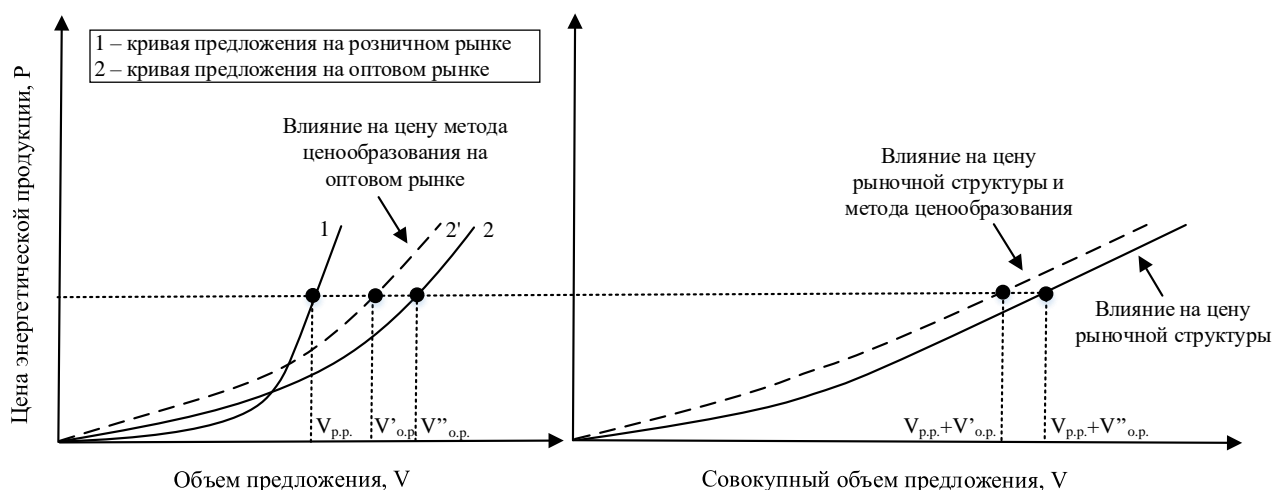


Рисунок 2.37 – Влияние рыночной структуры и метода ценообразования на стоимость энергии

Источник: разработано автором

Как видно, рыночная структура и применяемые методы ценообразования оказывают существенное влияние на стоимость энергетической продукции. В данном аспекте особенно следует выделить рыночную структуру, представленную в виде иерархии оптового и розничного энергорынков. Совместное развитие оптовой и розничной торговли энергетической продукцией позволяет сократить транзакционные издержки, рационализировать производственную структуру энергосистемы и обеспечить надежное и комплексное энергоснабжение территориального образования. Следует отметить, что на данный момент розничные рынки в зонах действия оптового рынка электроэнергии фактически отсутствуют. Практически весь объем электроэнергии торгуется на оптовом рынке с трансляцией цен на розничные энергорынки, в том числе, местных генераторов, что приводит к значительному росту затрат на покупку электроэнергии конечными потребителями. Также нарушаются оптимальные графики нагрузки территориальных генераторов, которые вместо комплексного снабжения энергетической продукцией местных потребителей вынуждены подстраиваться под режимы энергопотребления оптовых покупателей, вследствие чего неэффективно загружаются их производственные мощности. В свою очередь, это приводит к изменению стратегий развития территориальных генераторов, в которых местным потребителям уже не отводится определяющая роль, и, соответственно, снижению территориальной энергобезопасности.

На рисунке 2.38 приведена аналитическая оценка влияния рыночной структуры на уровень энергетической безопасности.



Рисунок 2.38 – Влияние рыночных правил функционирования общеэнергетической системы на уровень энергетической безопасности

Источник: разработано автором



Рыночная структура и применяемые методы ценообразования определяют принципы формирования равновесной рыночной цены ( $P_0$ ), которая устанавливается под воздействием спроса и предложения на энергетическую продукцию. Она может приводить как к увеличению стоимости энергетической продукции для потребителя (при применении производителем инструментов рыночной силы), так и ее уменьшению за счет конкуренции в сравнении с регулируемым ценообразованием в соответствии с необходимой валовой выручкой. Это приводит к соответствующему смещению экономически обоснованного уровня энергетической безопасности в сторону более высокой или низкой стоимости энергетической продукции соответственно. При этом границы коридора цен, обеспечивающего состояние энергобезопасности, не меняются. В случае, когда экономически обоснованный уровень энергобезопасности находится за верхней границей коридора, повышению энергобезопасности будет способствовать перенос комбинированного производства энергетической продукции с оптового на розничный энергорынок, а также либерализация экономических отношений на рынке тепла.

Представленные разработки формируют модель оценки влияния на энергетическую безопасность рыночной структуры и моделей ценообразования на энергетическую продукцию, которая позволяет проводить исследования структурно-организационных решений повышения эффективности функционирования энергосистемы.

## 2.4 Предложение структурно-организационных и производственно-технологических решений повышения уровня энергетической безопасности территориально-административных образований

### 2.4.1 Особенности комбинированного производства энергетической продукции и его роль в обеспечении энергетической безопасности на территориальном уровне

Комбинированное производство энергетической продукции представляет собой один из видов комплексного производства, когда в едином технологическом цикле осуществляется одновременная выработка электрической и тепловой энергии.

На основе комбинированного производства осуществляется централизация энергоснабжения, заключающаяся в подаче электроэнергии и тепла от одного источника многочисленным электрическим и тепловым потребителям через энергосистему. Такой способ централизации энергоснабжения получил название теплофикации, а источник комплексного энергоснабжения – теплофикационной электростанции (теплоэлектроцентрали, ТЭЦ). Соответственно при таком способе производства энергосистема включает в себя

теплофикационные электростанции, электрические и тепловые сети, соединенные между собой и связанные режимами непрерывного процесса производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии [98, 135, 136].

При производстве электроэнергии на электростанциях как побочный продукт образуется тепло, большая часть которого выбрасывается в атмосферу. Теплофикационные электростанции позволяют полезно использовать более 70% сбросного тепла для целей теплоснабжения потребителей [144, 189, 190]. При этом потери энергии при сжигании топлива снижаются в 1,3 и более раз в сравнении с отдельной выработкой тепла в отопительных котельных и электроэнергии на конденсационных электростанциях (рисунок 2.39).

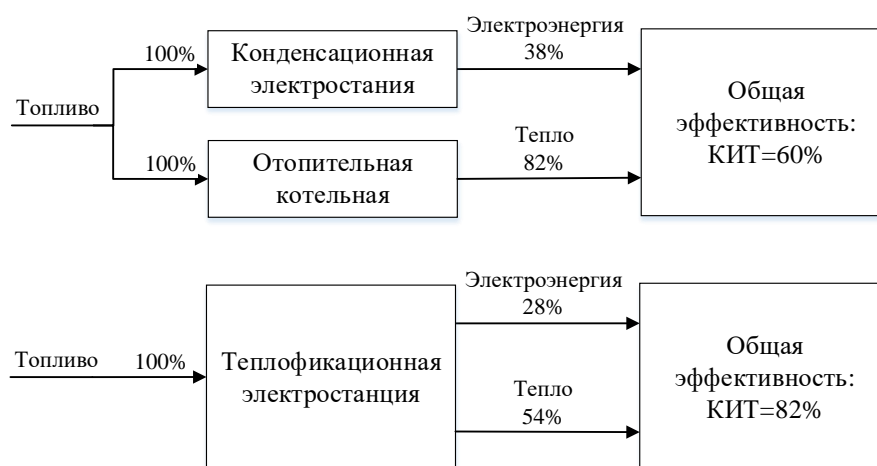


Рисунок 2.39 – Сравнение комбинированного и раздельного производства по общей эффективности

Источник: разработано автором на основании [144, 189, 190]

Многолетнее централизованное развитие энергетического хозяйства, а также высокая экономичность комбинированного производства и особенности климата (объем потребления тепловой энергии в 2 раза выше электрической) привело к широкому распространению в стране теплофикационных электростанций и централизованных энергосистем на их основе. Данные централизованные энергосистемы удовлетворяют до 90% потребности городов в тепле и электроэнергии [42, 190].

В период плановой экономики теплофикационные электростанции рационально встраивались в единую энергосистему страны и отличались высокими показателями эффективности. Однако после перехода к рыночной экономике положение ТЭЦ значительно ухудшилось ввиду слабой приспособленности данного вида генерации к рыночным условиям.

За последние 20 лет отпуск тепла от ТЭЦ сократился более чем в 1,5 раза. Но, несмотря на данную негативную тенденцию, теплофикационные электростанции по-прежнему играют одну из ключевых ролей в энергоснабжении потребителей. На них приходится около 47% выработки электроэнергии тепловыми электростанциями и 37% отпуска тепла тепловыми источниками [42, 190].

На рисунке 2.40 приведена принципиальная схема теплофикационной электростанции и системы централизованного энергоснабжения потребителей на ее основе.

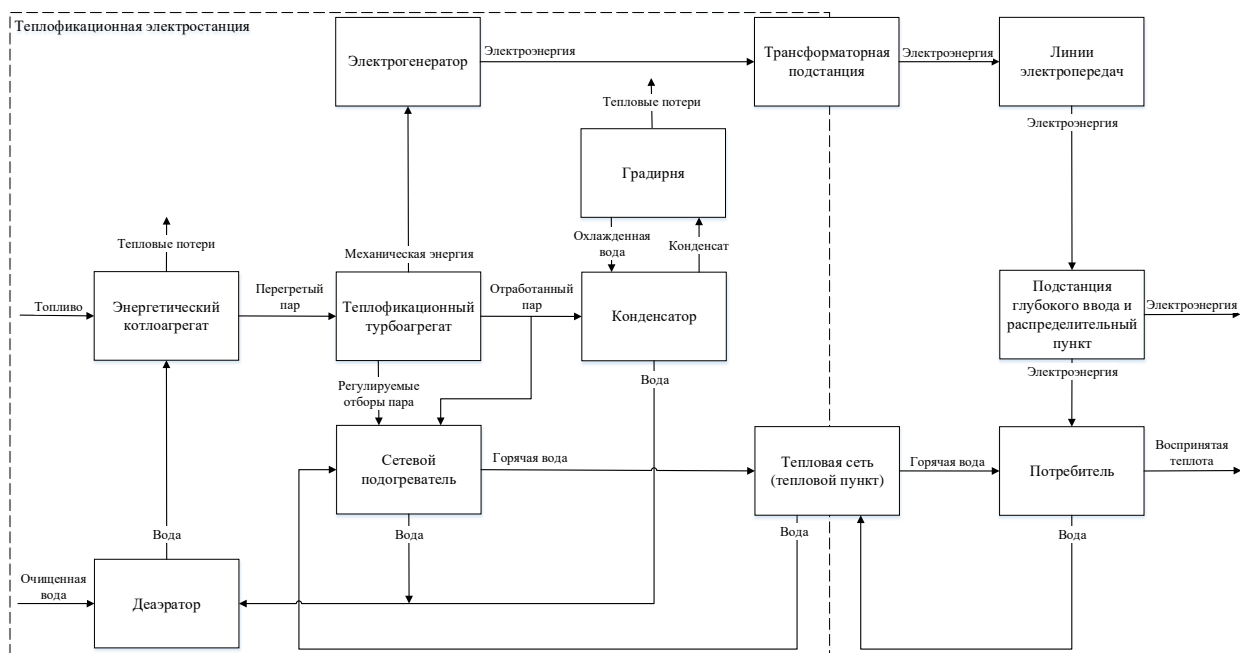


Рисунок 2.40 – Принципиальная схема теплофикационной электростанции и системы централизованного энергоснабжения на ее основе

Источник: разработано автором на основании [98, 197, 229]

Теплоэлектроцентрально конструктивно устроена как конденсационная электростанция. За счет сжигания топлива в котлоагрегате формируется водяной пар высокого давления и температуры. Полученный пар подается к турбине, где его потенциальная энергия преобразуется в кинетическую энергию вращения ротора турбины и электрогенератора. Отработанный пар поступает в конденсатор, в котором осуществляется его переход из парообразного в жидкое состояние за счет отвода тепла холодным теплоносителем (с использованием градирни). Полученная вода направляется в деаэрагор, где осуществляется ее очистка от газовых примесей. В него также поступает очищенная вода, компенсирующая ее

потери в процессе производства. Из деаэратора вода направляется обратно в котлоагрегат [98, 190, 197].

Главное отличие ТЭЦ от КЭС состоит в возможности отобрать часть тепловой энергии пара, после того, как он выработает электрическую энергию. Таким образом, осуществляется полезное использование отработанного пара. В зависимости от вида паровой турбины, существуют различные отборы пара, которые позволяют забирать из нее пар с разными параметрами. Турбины ТЭЦ позволяют регулировать количество отбираемого пара. Отобраный пар конденсируется в сетевых подогревателях и передает свою энергию сетевой воде, которая направляется в тепловые пункты.

На ТЭЦ есть возможность перекрывать тепловые отборы пара. В этом случае ТЭЦ становится обычной КЭС. Данная возможность позволяет работать ТЭЦ в теплофикационном и конденсационном режимах.

В теплофикационном режиме осуществляется совместное производство электроэнергии и тепла, которое является максимально экономичным, так как тепло, не участвующее в работе на КЭС, используется в теплоснабжении потребителей. Для этого через отборы турбины осуществляется отпуск тепла для нагрева сетевой воды. При этом коэффициент использования топлива повышается на 30-40%. Чем больше вырабатывается электроэнергии по теплофикационному режиму, другими словами, на тепловом потреблении, тем больше у ТЭЦ общий КПД. Электрическая нагрузка ТЭЦ зависит от отпуска тепла и в основном определяется температурой наружного воздуха [190, 229].

В конденсационном режиме осуществляется выпуск только электроэнергии. При этом ввиду низкого КПД (на 3-5% ниже, чем при производстве на сопоставимой КЭС) данный режим целесообразен лишь для покрытия пиковой электрической нагрузки или дефицита активной мощности.

Режимы работы ТЭЦ носят сезонный характер. В зимний период ТЭЦ работает в теплофикационном режиме на номинальной мощности согласно тепловому графику, достигая своей максимальной производственной эффективности. В переходный период ТЭЦ функционирует в теплофикационном режиме с частичными тепловыми нагрузками, при этом производственная эффективность снижается. В летний период тепловая нагрузка существенно падает и ТЭЦ функционирует на минимальной тепловой мощности, неся нагрузку горячего водоснабжения, или переходит в конденсационный режим работы на электрический график нагрузки [85, 135, 190]. Сезонный характер также справедлив и для структуры топливоснабжения ряда ТЭЦ: уголь и мазут – зимой, природный газ – летом. Работа

котлоагрегатов на газе снижает их минимальную допустимую нагрузку и облегчает возможность маневрирования при сниженной нагрузке летом.

На рисунках 2.41 – 2.43 приведены зависимости расхода условного топлива и мощности для энергоустановок на разных видах топлива при работе в различных режимах.

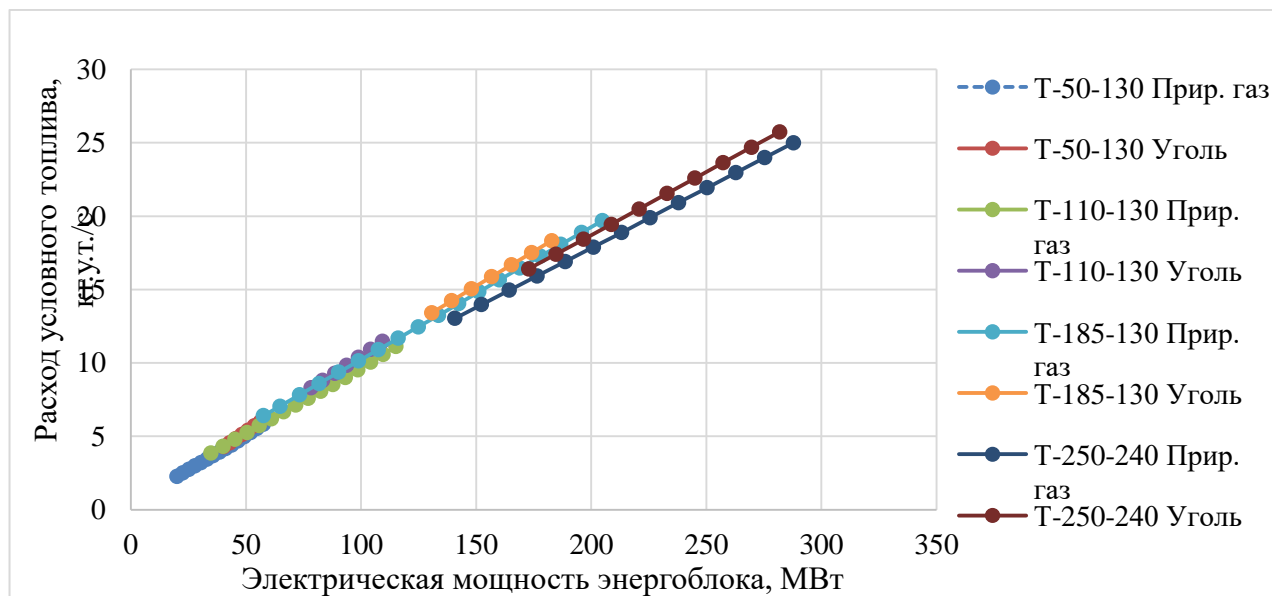


Рисунок 2.41 – Зависимости расхода условного топлива от электрической мощности для конденсационного режима работы энергоустановок

Источник: разработано автором

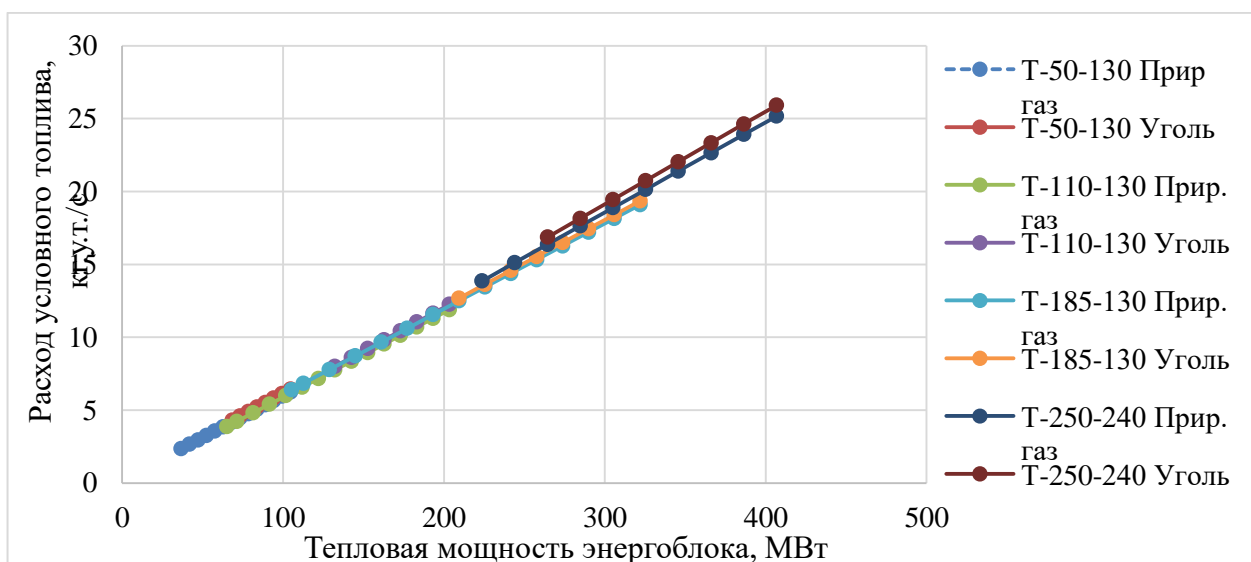


Рисунок 2.42 – Зависимости расхода условного топлива от тепловой мощности для теплофикационного режима работы энергоустановок

Источник: разработано автором

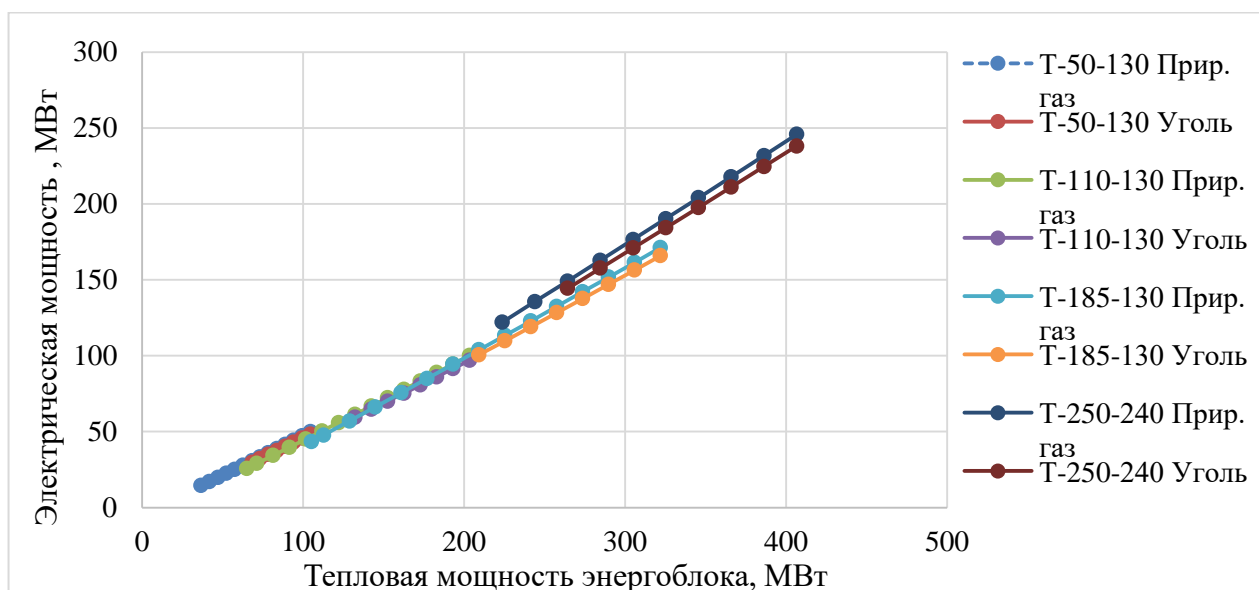


Рисунок 2.43 – Зависимости электрической мощности от тепловой мощности для теплофикационного режима работы энергоустановок

Источник: разработано автором

С позиции системы централизованного теплоснабжения теплофикационная электростанция представляет собой котельную, в которой вместо части тепловой энергии вырабатывается электроэнергия. При этом суммарный КПД ТЭЦ по двум видам энергетической продукции приблизительно равен КПД котельной при производстве тепла (около 82%).

Суммарный КПД ТЭЦ, характеризующая общую эффективность теплофикации с позиции расхода теплоты, полученной от сжигания топлива, представляет собой коэффициент использования топлива (КИТ). При номинальной нагрузке по теплу КИТ разных видов энергоустановок, таких как котельная, паротурбинные, газотурбинные и парогазовые ТЭЦ, примерно одинаков. По сути, различаются только доли тепловой и электрической энергии, вырабатываемые при сжигании единицы условного топлива на тепловом потреблении (таблица 2.6 и рисунок 2.44).

Разные типы ТЭЦ могут выработать в теплофикационном цикле от 25 до 150% электроэнергии от величины теплового потребления. При этом удельные расходы на производство электроэнергии независимо от энергоустановки будут приблизительно одинаковыми. Таким образом, изменяя состав энергооборудования и технологию производства (тепловой цикл) можно производить электроэнергию и тепло в различных соотношениях с одинаковой эффективностью на теплофикационной электростанции. Поскольку ТЭЦ обычно

строятся, расширяются и реконструируются в течение десятков лет (что связано с постепенным ростом нагрузки и изменением структуры производства электрической и тепловой энергии), то на многих станциях имеются энергоустановки разных типов [144, 190].

Таблица 2.6 – Сравнительный анализ показателей энергоустановок

Показатель	Вид энергоустановки					
	Котельная	ПТУ ТЭЦ		ПГУ ТЭЦ		ГТУ ТЭЦ
		конденс. режим	теплоф. режим	конденс. режим	теплоф. режим	теплоф. режим
Доля теплоты топлива, преобраз. в э/э, %	-	30-36	23-32	50-55	48-53	32-34
Доля теплоты топлива, преобраз. в т/э, %	80-85	-	54-65	-	34-38	50
КИТ, %	80-85	30-36	80-85	50-55	80-85	80-85
Отношение электр. и тепл. мощности	-	-	0,3-0,6	-	1,2-1,5	0,6-0,7
Доля газотурбинной мощности	0	0	0	0,7	0,8	1

Источник: составлено автором на основании [98, 190, 197, 229]

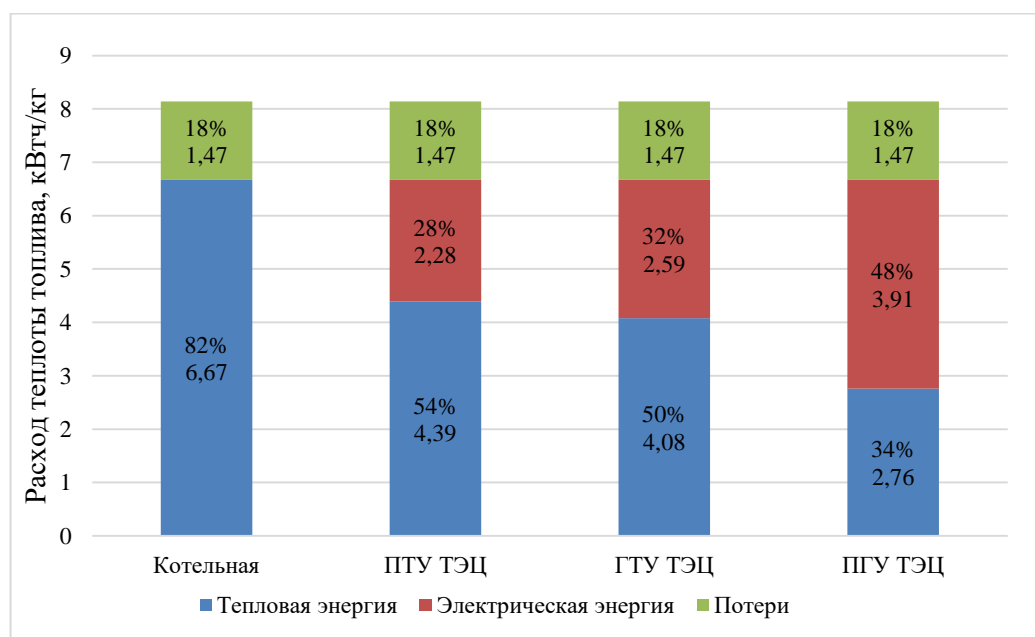


Рисунок 2.44 – Распределение теплоты топлива на различных энергоустановках на тепловом потреблении при сжигании 1 кг у.т.

Источник: составлено автором на основании [98, 190, 197, 229]

Основными преимуществами комбинированного производства энергетической продукции на теплофикационных электростанциях являются:

- малые удельные затраты топлива при совместной выработке электроэнергии и тепла,

- возможность разнесения условно-переменных затрат (экономии топлива от теплофикации) между электроэнергией и теплом в зависимости от конъюнктуры, сложившейся на энергорынках,
- производство электроэнергии вблизи от места ее потребления,
- повышенная надежность как теплового источника.

Рассмотрим данные преимущества более подробно.

Малые удельные затраты топлива достигаются на ТЭЦ благодаря теплофикационному циклу работы с экономичностью которого на данный момент не может сравниться ни одна из применяемых технологий производства электроэнергии на органическом топливе. Если принять удельные расходы топлива на производство тепла на теплофикационной электростанции как для котельной, то удельные расходы на электроэнергию, произведенной на тепловом потреблении, будут приблизительно такими же независимо от вида ТЭЦ. В таблице 2.7 приведены сравнительные показатели по удельным расходам топлива на производство электроэнергии различных видов тепловых электростанций.

Таблица 2.7 – Сравнительные показатели удельного расхода топлива для различных видов тепловых электростанций

Вид энергоустановки и режим работы		Описание	Продукция	КИТ, %	Удельный расход топлива на выпуск э/э, г/кВтч
ПГУ-ТЭЦ	теплофикационный режим	Теплофикационные электростанции на основе паротурбинных установок	электроэнергия и тепло	82	150
	конденсационный режим		электроэнергия	35	351
ПГУ-ТЭЦ	теплофикационный режим	Теплофикационные электростанции на основе парогазовой установки	электроэнергия и тепло	82	150
	конденсационный режим		электроэнергия	51	241
ГТУ-ТЭЦ	комбинированное производство	Теплофикационные электростанции на основе газотурбинной установки	электроэнергия и тепло	82	150
ГРЭС (КЭС)		Государственные районные электростанции	электроэнергия	39	315
ПГУ		Парогазовая установка	электроэнергия	55	212
ГТЭС		Газотурбинная электростанция	электроэнергия	35	340

Источник: составлено автором на основании [134, 135, 190]



Еще одним преимуществом является комплексность производства, что позволяет разносить условно-переменные затраты между электроэнергией и теплом в зависимости от ситуации на энергорынках. Вместе с тем не существует объективного метода разнесения экономии топлива от теплофикации, что объясняется невозможностью идентификации совместно производимой продукции до достижения ее точки раздела в процессе производства (рисунок 2.45).

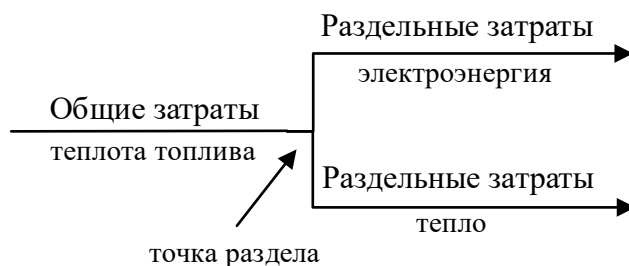


Рисунок 2.45 – Движение затрат при совместном производстве продукции

Источник: разработано автором

Точкой раздела является точка в технологическом процессе, начиная с которой совместно производимая продукция признается индивидуальной продукцией [141, 189, 239]. До точки раздела возникают общие затраты, состоящие из стоимости топлива и расходов на его преобразование. После точки раздела произведенная энергетическая продукция считается готовой продукцией, характеризующаяся отдельными затратами. При этом если один из продуктов имеет незначительную рыночную стоимость в сравнении с другим, он признается побочным.

Наиболее часто для разнесения общих производственных затрат применяются различные способы пропорционального распределения затрат, основанных на натуральных показателях (пропорционально объему производства и нормативных коэффициентов) и стоимостных показателях (пропорционально себестоимости производства в точке раздела и стоимости реализации или доли прибыли в объеме продаж). Их применение и разработка научных подходов к выбору точки раздела теплоты топлива на электрическую и тепловую энергию, привело к появлению множества методов искусственного разнесения условно-переменных затрат на ТЭЦ, рассмотренных ранее. В общем виде все варианты распределения затрат для различного вида энергоустановок схематично представлены на рисунке 2.46.

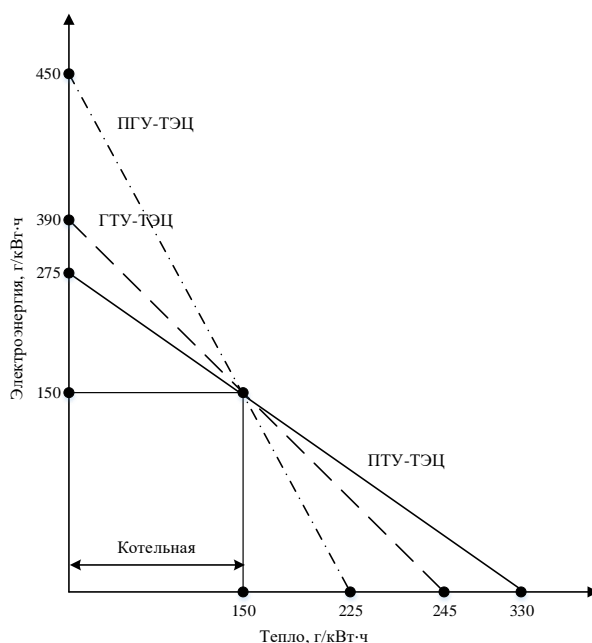


Рисунок 2.46 – Взаимосвязь удельных затрат топлива на производство электроэнергии и тепла для различных видов энергоустановок

Источник: разработано автором на основании [189, 190]

С позиции территориальных органов государственного управления целесообразно распределять затраты в направлении снижения удельных расходов тепловой энергии, что обусловлено тем, что основным потребителем тепла из централизованных систем теплоснабжения является население, и дешевые тарифы на тепло могут также служить компенсацией за воздействие ТЭЦ на экологию. В целом снижение тарифов на тепло повышает конкурентоспособность ТЭЦ за счет подключения к централизованной системе теплоснабжения новых потребителей.

С позиции энергопредприятий, ориентированных на извлечение дохода, наоборот, зачастую экономически целесообразно относить основную часть экономии топлива на электроэнергию ввиду ее большей стоимости на электроэнергетическом рынке, работая на рынке тепла на уровне предельных тарифов, установленных региональной тарифной службой. В целом это также объясняется различной степенью либерализации экономических отношений на рынке электроэнергии и тепла, выражаемой в больших возможностях предприятий в формировании доходной части от реализации электроэнергии.

Не менее существенным преимуществом комбинированного производства является выработка электроэнергии недалеко от места ее потребления, что позволяет снизить затраты на ее передачу. В то же время в существующих рыночных условиях, когда ТЭЦ являются

участниками оптового энергорынка, данное преимущество реализуется слабо, так как станции экономически целесообразно поставить электроэнергию в тот узел потребления, где складывается наибольшая равновесная цена. Также снижается надежность электроснабжения территориальных образований ввиду того, что производство электроэнергии вблизи от места ее потребления замещается резервированием линий электропередач.

Помимо перечисленных преимуществ ТЭЦ является более надежным тепловым источником, чем котельные. Это связано с достаточно высокой надежностью основного оборудования, наличием резервного топлива, производительностью и мощностью станций водоподготовки, организацией электроснабжения оборудования тепловых сетей [143, 209].

В то же время комбинированному производству на ТЭЦ свойственен ряд недостатков, которые не позволяют в полной мере реализовать его преимущества в рыночных условиях:

- низкая маневренность в части электрической разгрузки генерирующего оборудования при работе в теплофикационном режиме ввиду необходимости покрытия тепловой нагрузки (невозможность снижения отпуска электрической энергии без одновременного снижения отпуска тепла),
- низкое число часов использования установленной мощности, предназначенной для работы в теплофикационном режиме, ввиду сезонного характера потребности в тепловой энергии.

Первый недостаток приводит к тому, что, функционируя в условиях оптового энергорынка, ТЭЦ в узле поставки могут снизить цену до уровня ниже себестоимости ее производства. Также ТЭЦ затруднительно выполнять команды системного оператора, и, таким образом, полноценно участвовать в различных торговых секторах оптового рынка электроэнергии, что образует упущенную выгоду для энергопредприятия [53, 68].

Второй недостаток приводит к простоем пикового оборудования ТЭЦ в течение большей части года, а также работы ТЭЦ в условиях частичных нагрузок, или переходу в конденсационный режим функционирования, что сильно сказывается на экономичности станции. Годовой коэффициент теплофикации  $\alpha_{ТЭЦ}$ , показывающий долю тепла, отпускаемого из отборов турбин по отношению к годовому отпуску тепла от ТЭЦ, обычно не превышает 0,5-0,6 (рисунок 2.47).

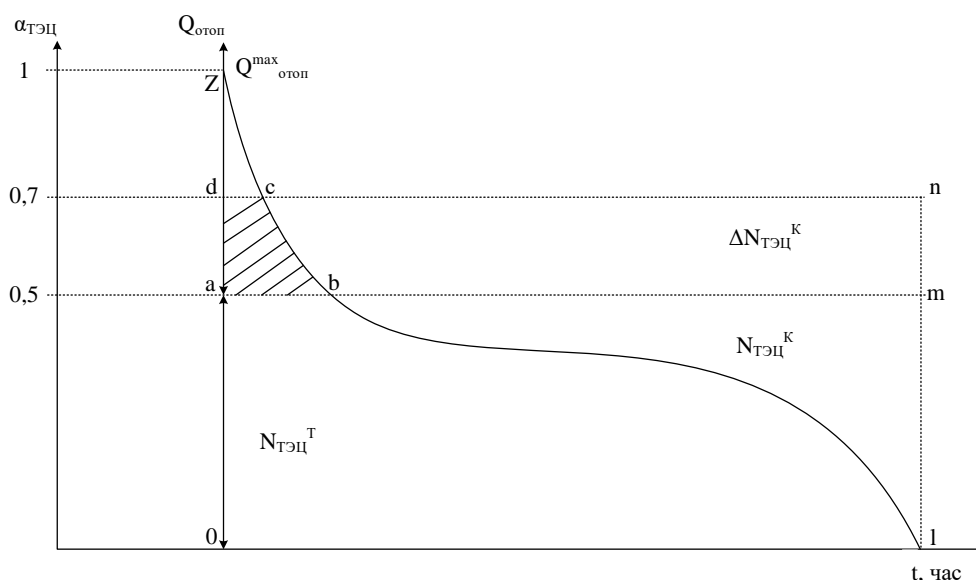


Рисунок 2.47 – Коэффициент теплофикации по отопительной нагрузке

Источник: разработано автором

Минимальное значение коэффициента теплофикации равно нулю и характеризует раздельное производство энергетической продукции, максимальное принимает значение единицы и соответствует покрытию всей тепловой нагрузки теплофикационными отборами. В соответствии с графиком при  $\alpha_{ТЭЦ} > 0,5$  происходит ухудшение годового режима использования теплофикации, сопровождаемое несущественным ростом комбинированного производства энергетической продукции, значительным увеличением конденсационной выработки, перерасходом топлива и снижением экономичности ТЭЦ.

На текущий момент около 50% используемой мощности тепловых источников обеспечивают 90% объемов реализации тепловой энергии. Значительная часть теплогенерирующего оборудования не используется, так как рассчитано на обеспечение завышенных договорных нагрузок потребителей [166, 190].

Обобщая приведенный выше комплексный анализ комбинированного производства энергетической продукции, можно говорить о том, что, с точки зрения повышения энергетической безопасности территориальных образований, развитие совместного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ играет ключевую роль. Это обусловлено следующими факторами:

- Широкое распространение комбинированного производства и централизованного теплоснабжения потребителей в энергосистемах территориальных образований. На ТЭЦ производится 47% электроэнергии, вырабатываемой тепловыми электростанциями, и

отпускается 37% тепла. В свою очередь централизованное теплоснабжение обеспечивает 75% всех потребителей тепловой энергии.

- Теплофикация является технологией, обеспечивающей минимальные удельные расходы топлива на выпуск энергетической продукции. Несмотря на совершенствование конденсационного производства электроэнергии, и, соответственно, отдельной выработки электроэнергии и тепла, с позиции термодинамики его показатели топливной экономичности не смогут достичь эффективности совместной выработки энергетической продукции.
- Уменьшение доли теплофикации в территориальных энергосистемах приведет к существенному увеличению потребления топлива в регионах. В целом по стране ежегодная экономия от теплофикации составляет около 10% от всего объема топлива, расходуемого на нужды теплоснабжения. Более того, в ряде регионов без развития теплофикации потребности энергосистем в топливе обеспечены быть не могут.
- Ценовые предложения ТЭЦ, размещаемые на оптовом энергорынке, в большинстве случаев ниже предложений ГРЭС, что способствует снижению рыночной цены и конечной стоимости электроэнергии для потребителя. В свою очередь, на рынке тепла ТЭЦ позволяет сдерживать рост тарифов путем отнесения на тепло части экономии от совместного производства энергетической продукции.
- На ТЭЦ производится электроэнергия вблизи от места ее потребления, что снижает потери при ее передаче и повышает надежность территориальной энергосистемы. Также строительство ТЭЦ снижает затраты на развитие сетевой инфраструктуры ввиду того, что отпадает необходимость резервирования внешних линий электропередач.
- Теплофикация позволяет решить задачу комплексного энергоснабжения территориальных образований с минимальными затратами топлива, способствуя повышению их энергетической независимости и энергетической безопасности.

#### 2.4.2 Структурно-организационные и производственно-технологические решения повышения эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях

Несмотря на высокую значимость комбинированного производства энергетической продукции для обеспечения энергетической безопасности территориальных образований, в современных рыночных условиях данный вид генерации сталкивается с серьезными проблемами потери конкурентных преимуществ. Убыточность ТЭЦ связана со следующими причинами [46, 144, 190, 306]:

- Высокий износ генерирующего и сетевого оборудования, что вместе с большой численностью персонала приводит к высоким операционным издержкам, включая расходы на эксплуатацию и ремонт.
- Низкий коэффициент использования установленной мощности и несоответствие структуры оборудования подключенной нагрузке, что, в первую очередь, связано с изменением структуры энергопотребления – снижением потребления тепла в системах централизованного теплоснабжения и ростом неравномерности спроса на электроэнергию. Средний КИУМ ТЭЦ не превышает 30% при средней величине данного показателя для тепловых электростанций в 47%. У пикового оборудования ТЭЦ использование установленной мощности значительно меньше (10-15%).
- Низкая маневренность теплофикационного оборудования, что связано с привязкой выдаваемой электрической мощности к тепловой нагрузке. Отсюда ТЭЦ затруднительно выполнять команды системного оператора, и, таким образом, полноценно участвовать в различных торговых секторах оптового рынка электроэнергии, что образует упущенную выгоду для энергопредприятия. Также это приводит к снижению в ночное время суток маржинальной цены на оптовом энергорынке ниже топливных затрат на производство электроэнергии.
- При низкой потребности в тепле или необходимости покрытия дефицита электрической мощности переход в конденсационный режим работы, позволяющий в общем случае выработать больше электроэнергии, но при этом связанный с высокими топливными затратами, а также применение отдельной выработки энергетической продукции.
- Несовершенство системы тарифного регулирования на рынке тепловой энергии, приведшее к завышению тарифа на тепло для промышленных потребителей при перекрестном субсидировании их для населения, что спровоцировало их уход из системы централизованного теплоснабжения, путем строительства собственных котельных. Сейчас промышленность выбирает не более 20% от объема тепла из центральной системы теплоснабжения, забиравшегося в период плановой экономики. По этой причине теплофикационные отборы пара остаются ненагруженными и доля электроэнергии, выработанной конденсационным способом, растет.
- Наблюдающаяся стагнация спроса на тепловую энергию из систем централизованного теплоснабжения при росте потребности в электрической энергии. Это обусловлено тем, что при строительстве новых зданий для обеспечения бытового потребителя предпочтительным оказывается организация децентрализованного теплоснабжения на базе котельных, чем строительство ТЭЦ или тепловых сетей, что связано с высокими

инвестиционными затратами последних. Данное обстоятельство также приводит к увеличению конденсационной выработки на ТЭЦ и снижению производства в теплофикационном режиме. Таким образом, происходит котельнизация регионов и снижение доли теплофикации.

- Неоптимальная структура производственного оборудования и планирование режимов работы теплофикационной электростанции в целом по территориальной энергосистеме. При снижении тепловой нагрузки целесообразно переводить потребности в горячем водоснабжении с местных котельных на ТЭЦ, что не происходит ввиду различных институциональных факторов. Ситуацию усугубляют заниженные нормативы потребления тепла и горячего водоснабжения для населения, утверждаемые органами местного самоуправления.

Для обеспечения энергетической безопасности территориальных образований необходимо повышать конкурентоспособность ТЭЦ на рынках электрической и тепловой энергии. При этом необходимо понимать, что ТЭЦ является связующим звеном на данных энергорынках, и изменение ее конкурентного положения на одном из энергорынков также отражается и на другом.

Рассмотрим данные взаимосвязи более подробно. Теплофикационные электростанции взаимоувязывают рынки электроэнергии и тепла по следующим направлениям:

- по субъектному составу. ТЭЦ являются субъектами, как электроэнергетического рынка, так и рынка тепла.
- по объемам производства тепла и электроэнергии. Технологический процесс комбинированного производства не допускает выработку тепла без отпуска электроэнергии. При этом имеется жесткая взаимосвязь минимально необходимой генерации электроэнергии при разных объемах потребления тепла. ТЭЦ вынуждена поставлять на рынок какое-то количество электроэнергии независимо от экономической целесообразности данных поставок, в том числе переходя на малоэффективное раздельное производство энергетической продукции.
- по объемам потребления тепла и электроэнергии. При снижении необходимых объемов поставок тепла потребление электроэнергии конечным потребителем возрастает, что особенно проявляется в графиках электрической нагрузки в холодный период года.
- по влиянию режимов работы. Повышение расхода сетевой воды в системе централизованного теплоснабжения приводит к увеличению затрат электроэнергии на ее перекачку, а также снижает эффективность теплового цикла ТЭЦ и выработку электроэнергии на тепловом потреблении. Таким образом, неоптимальное

регулирование систем отопления и горячего водоснабжения у потребителей, нарушает режим работы ТЭЦ, как по выработке тепла, так и электроэнергии.

- по влиянию дефицита мощности. При нехватке электрогенерирующих мощностей ТЭЦ вынуждены переходить в конденсационный режим и переключать тепловую нагрузку на водогрейные котлы, или уменьшать теплофикационные отборы. Эффективность использования топлива при этом значительно снижается, но с экономической точки зрения данный переход может быть оправдан ввиду высокой стоимости в данный период электрической мощности на оптовом энергорынке.
- по влиянию надежности работы систем электро- и теплоснабжения. Прекращение теплоснабжения может привести к отключению электроснабжения из-за перегрузки линий электропередач и подстанций ввиду значительного роста потребления электроэнергии. В свою очередь, прекращение электроснабжения приводит к отключению сетевых насосов и нарушениям режимов теплоснабжения.
- по стоимости тепла и электроэнергии. Затраты комбинированного производства энергетической продукции могут быть разнесены между теплом и электроэнергией достаточно произвольно, что оказывает существенное влияние на их стоимость на энергорынках. На данный момент экономия затрат при комбинированном производстве относится как на тепло, так и на электроэнергию в зависимости от конъюнктуры, сложившейся на энергорынках.

Данные взаимосвязи необходимо учитывать при предложении решений по повышению эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях. При этом можно выделить два подхода к повышению конкурентоспособности совместной выработки:

- на основе структурно-организационных решений, меняющих правила функционирования ТЭЦ на энергорынках, позволяющих реализовать преимущества теплофикации в рыночных условиях,
- на основе производственно-технологических решений, позволяющих снизить влияние производственных и технологических ограничений на экономическую эффективность применения теплофикации в рыночных условиях.

В качестве структурно-организационного решения предлагается изменить модель участия на оптовом и розничном энергорынках ТЭЦ в зависимости от режимов работы ее основного генерирующего оборудования. При работе энергоустановок в экономичном теплофикационном режиме осуществляется комплексное энергоснабжение местных потребителей, и, соответственно, преимущественная реализация электроэнергии на розничном



рынке. При переходе в конденсационный режим электроэнергия, в первую очередь, реализуется на оптовом энергорынке для покрытия пиковой нагрузки. Алгоритм оценки влияния данного структурного решения на уровень энергетической безопасности представлен на рисунке 2.48.

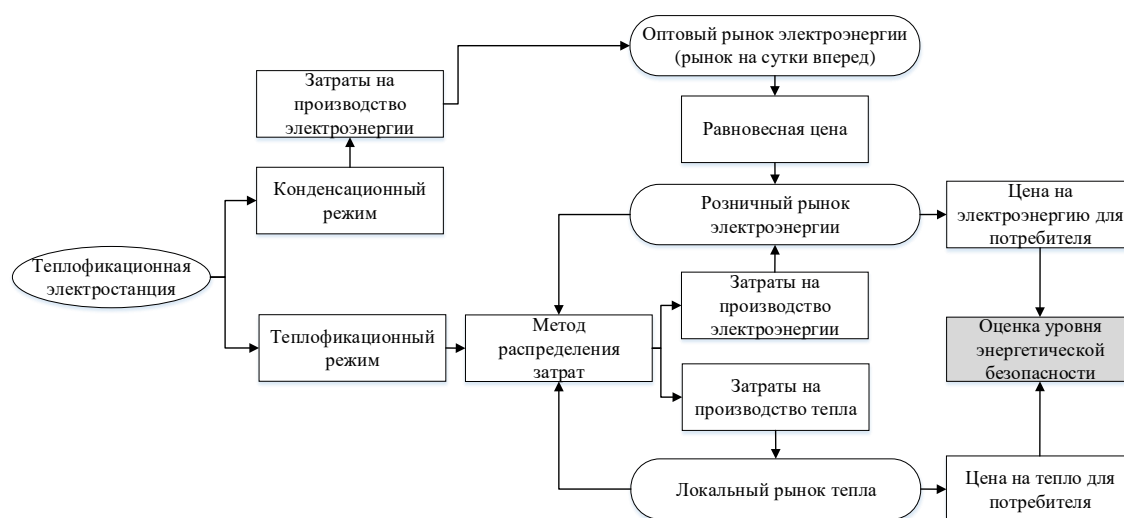


Рисунок 2.48 – Алгоритм оценки влияния изменения модели участия на энергорынках ТЭЦ в зависимости от режимов работы оборудования

Источник: разработано автором

Проведенная в 2006 году структурная реформа электроэнергетики привела к образованию современного оптового энергорынка, на который на данный момент выведены электростанции с мощностью более 5 МВт, включая ТЭЦ. При этом полноценный розничный рынок электроэнергии до сих пор не создан [115, 172, 190, 191, 242].

Данное обстоятельство связано с большим охватом генераций оптовым энергорынком и на уровне розничного рынка практически невозможно организовать конкуренцию между местными производителями электроэнергии. Более того, создание территориальных генерирующих мощностей для поставки электроэнергии на розничный рынок нецелесообразно, поскольку местные потребители не могут воспользоваться их дешевой электроэнергией. Это связано с тем, что по рыночным правилам функционирования территориальные генерации будут вынуждены вначале поставить электроэнергию на оптовый рынок, а затем местные потребители ее приобрести с оптового рынка, выплатив дополнительные рыночные надбавки, повышающие ее стоимость. На текущий момент совершенствование модели розничного рынка заключается в развитии конкуренции между местными энергосбытовыми компаниями за потребителя, что недостаточно с позиции обеспечения необходимого уровня энергетической безопасности территориальных образований.

Вывод ТЭЦ на оптовый рынок электроэнергии привел к падению доли комбинированного производства в выработке энергетической продукции на станции, и она продолжает снижаться. Это связано с повышенными требованиями оптового энергорынка к маневренности энергетических мощностей. Для выполнения команд системного оператора ТЭЦ вынуждены работать в неоптимальных режимах и переходить на неэкономичное раздельное производство энергетической продукции. Между тем ТЭЦ в соответствии с их технологическими особенностями должны работать преимущественно в теплофикационном режиме на своих региональных рынках электроэнергии и тепла. Теплофикация обеспечивает минимальные удельные расходы топлива и создает значительные резервы для снижения тарифов на электроэнергию для местных потребителей [46, 120, 190].

Изменения рыночной модели функционирования ТЭЦ на энергетических рынках предусматривают:

1. ТЭЦ получает статус как субъекта оптового, так и розничного рынка.
2. При работе в теплофикационном режиме ТЭЦ осуществляет приоритетное комплексное энергоснабжение местных потребителей и функционирует, главным образом, на розничном рынке электроэнергии. Таким образом, создается конкуренция между производителями на розничном рынке электроэнергии. Ввиду похожего типа станций достигается более справедливое их участие на конкурентном рынке, и получают свое развитие рыночные механизмы ценообразования.
3. При работе в конденсационном режиме ТЭЦ функционирует на оптовом энергорынке, участвуя в покрытии пикового потребления. Это приведет к снижению числа часов использования мощности в данном режиме и снизит ее экологическое воздействие на атмосферу.
4. Местные электростанции розничного рынка конкурируют с поставщиками электроэнергии оптового рынка. Таким образом, на основе конкуренции оптовых и розничных цен формируется рыночное равновесие на розничном рынке электроэнергии. Также оптовые цены являются механизмом выравнивания цен по всем розничным рынкам.
5. В ценовых зонах оптового рынка электроэнергии для узлов поставки осуществляется конкурентный отбор ценовых предложений производителей с учетом конденсационного производства ТЭЦ для покрытия пиковой части графика нагрузки. С одной стороны, вывод теплофикационной выработки ТЭЦ с оптового рынка приведет к определенному сезонному росту равновесной цены для крупных потребителей, с другой – не допустит ее падения ниже топливных затрат. Также это будет стимулировать крупных

потребителей работать на розничном рынке и стимулировать развитие местной теплофикации.

6. Зонами действия конкурентных розничных рынков являются зоны свободного перетока электроэнергии, а также в некоторых случаях территории отдельных субъектов страны. В качестве коммерческих операторов розничных рынков будут выступать территориальные филиалы Администратора торговой системы.
7. На локальном рынке тепла тепловая энергия реализуется по цене не выше предельного тарифа, устанавливаемого методом альтернативной котельной. Некомпенсированные затраты переносятся на производство электроэнергии.
8. Конечные потребители могут приобретать электроэнергию у производителей розничного рынка или у поставщиков с оптового рынка в зависимости от цены электроэнергии и объемов поставки. Таким образом, у потребителя будет реальная возможность выбрать местного или оптового поставщика электроэнергии. На данный момент такой возможности фактически нет. Электроэнергия реализуется в основном через механизм гарантирующего поставщика, которым является территориальная сбытовая компания.

Экономическая природа технико-экономической эффективности комбинированного производства на ТЭЦ не изменилась с переходом от плановой экономики к рынку, изменились только экономические отношения в созданной структуре рынка электроэнергии. В этой структуре рынка электроэнергии финансовые механизмы, действующие между субъектами рынка, вступили в противоречие с экономической эффективностью комплексного энергоснабжения потребителей. Представленные выше изменения рыночной модели функционирования ТЭЦ позволяют привести их в соответствие друг другу. Соответственно повысится конкурентоспособность ТЭЦ в рыночных условиях при увеличении ее доходной части от теплофикации. Одновременно с этим снизятся цены на электроэнергию и тепло для местных потребителей. Также это будет способствовать развитию местной генерации, что, в совокупности с вышеуказанным, приведет к повышению уровня энергетической безопасности территориального образования.

Еще одним способом повышения эффективности комбинированной выработки энергетической продукции в рыночных условиях является совершенствование технологического процесса производства, позволяющее адаптировать теплофикацию к современным требованиям энергорынков и сохранить при этом ее основные преимущества.

Как было отмечено ранее, несмотря на возможность достижения значительной экономии топлива при совместном производстве энергетической продукции на ТЭЦ, комбинированная

выработка вытесняется из производственной структуры территориальных энергосистем. Причиной этому являются технологические ограничения производственного процесса, такие как низкая маневренность, ограниченная доля выработки энергетической продукции на тепловом потреблении в течение года и снижение выработки электроэнергии при теплофикационных отборах [144, 214].

В работе рассматриваются следующие производственно-технологические решения, направленные на повышение конкурентоспособности в рыночных условиях производства энергетической продукции в двухпродуктовом цикле:

- повышение маневренных характеристик работы теплофикационных электростанций на основе аккумуляторов сетевой воды (производственно-технологическая схема ТЭЦ с баками-аккумуляторами сетевой воды),
- повышение доли выработки энергетической продукции на тепловом потреблении в течение года на основе схемы многоступенчатого подогрева сетевой воды (производственно-технологическая схема теплофикационного турбоагрегата с трехступенчатым подогревом сетевой воды),
- повышение объема выработки электроэнергии на тепловом потреблении на основе организации контура предварительного подогрева сетевой воды (производственно-технологическая схема когенерационной газотурбинной энергетической установки с контуром предварительного подогрева сетевой воды).

Неравномерность потребления энергетической продукции вынуждает функционировать энергоустановки с частой сменой режимов работы, что приводит к снижению экономичности производственного процесса, уменьшению срока службы и надежности основного генерирующего оборудования. Есть несколько способов выравнивания графика нагрузки тепловых электростанций [190, 229]:

- на основе многоставочных тарифов, стимулирующих потребителей к равномерному потреблению энергетической продукции. Данный способ справедлив, в первую очередь, для промышленных потребителей, имеющих возможность перехода к многосменной работе. В то же время, с повышением уровня интеллектуализации энергосистем и переходом к индивидуальному дифференцированному учету потребляемой энергетической продукции, многоставочные тарифы также находят постепенное применение и у бытового потребителя. Несмотря на это их эффективность ограничена институциональным поведением человека.
- на основе выделения части оборудования теплоэлектростанции для работы в пиковых нагрузках. Это позволяет остальному генерирующему оборудованию функционировать в

базовом режиме. Для данных целей используется специальное оборудование, обладающее высокой маневренностью при сохранении достаточно высоких экономических показателей. Несмотря на это, ввиду низкого числа часов использования установленной мощности, выделение пикового оборудования в структуре производственных мощностей электростанции является дорогим решением.

- на основе аккумулирования энергии на теплоэлектростанции. Для этого применяются электрические аккумуляторы и аккумуляторы, запасующие энергию в виде тепла. Аккумулирующие установки потребляют энергию в часы провала нагрузки у потребителя и отдают ее в моменты максимумов нагрузки у потребителя, что позволяет обеспечить равномерную загрузку основного генерирующего оборудования в течение всего времени. Благодаря аккумуляции появляется возможность получения дополнительной мощности в часы кратковременных пиков нагрузки и глубокого разгружения в часы провалов.

Применение аккумуляторов энергии является наиболее перспективным производственно-технологическим решением выравнивания графика нагрузки и повышения маневренных характеристик теплофикационных электростанций. Повышение маневренности заключается в увеличении способности быстро откликаться на требование энергосистемы изменить свою мощность, характеризуемую регулировочным диапазоном работы и скоростью изменения нагрузки.

Если применение аккумуляторов электроэнергии ограничено их низкой емкостью и высокой стоимостью, то использование аккумуляторов тепла гораздо более технологически и экономически целесообразно [188, 190, 292]:

- значительное расширение регулировочного диапазона мощности (20-25% по отпуску электроэнергии и 40-50% по отпуску тепла),
- высокая скорость изменения мощности путем выполнения кратковременных и достаточно простых операций (пуск-останов насосов, открытие-закрытие задвижек),
- сравнительно невысокие капитальные затраты в дополнительную мощность.

Наиболее практичным решением является применение в качестве аккумуляторов тепла баки-аккумуляторы горячей воды (средняя емкость баков 10-20 тыс. м<sup>3</sup>), включаемые в схему отпуска тепла от ТЭЦ. При этом для обеспечения работоспособности необходимо наличие двух баков-аккумуляторов для раздельного хранения горячей и холодной воды.

На рисунке 2.49 представлена простейшая схема аккумулирования сетевой воды на ТЭЦ.



Рисунок 2.49 – Схема аккумуляции сетевой воды на ТЭЦ

Источник: разработано автором

В часы пиковой электрической нагрузки пропускается избыточное количество сетевой воды из бака-аккумулятора холодной воды. После прохождения через сетевые подогреватели избыточная часть уже нагретой сетевой воды направляется в бак-аккумулятор горячей воды. За счет увеличения тепловой нагрузки вырабатывается дополнительная электрическая мощность на тепловом потреблении. В часы провала электрической нагрузки вода из бака-аккумулятора горячей сетевой воды подается на вход в сетевой подогреватель. Тепловая нагрузка турбоагрегата уменьшается и пропорционально снижается его электрическая мощность.

На рисунке 2.50 показано изменение мощности тепловых источников ТЭЦ от электрической мощности турбоустановки Т-110/120-130 при использовании аккумулятора сетевой воды (АСВ).

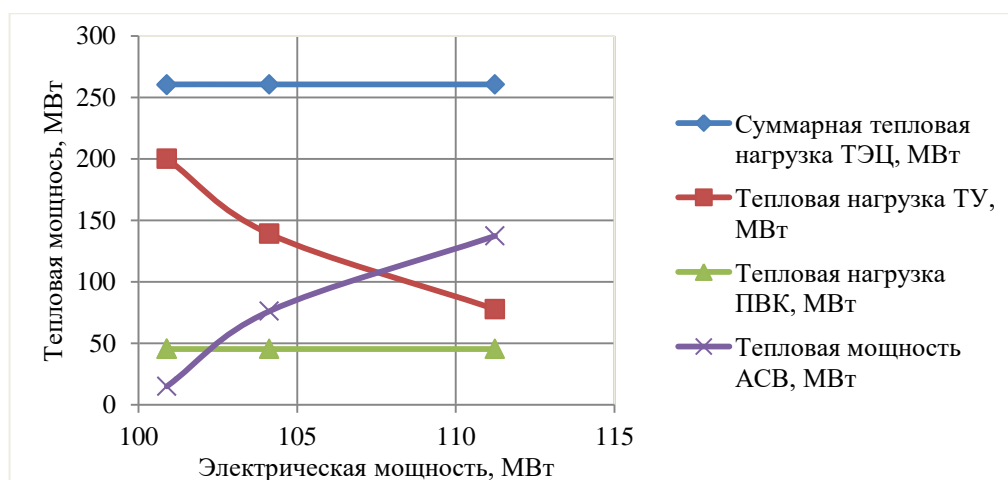


Рисунок 2.50 – Изменение мощности тепловых источников ТЭЦ при разрядке АСВ

Источник: разработано автором

При близкой к максимальной тепловой нагрузке использование АСВ позволяет повысить выработку электроэнергии энергоустановкой, заместив тепловую мощность отборов отпуском аккумулированного в баке тепла (рисунок 2.51).

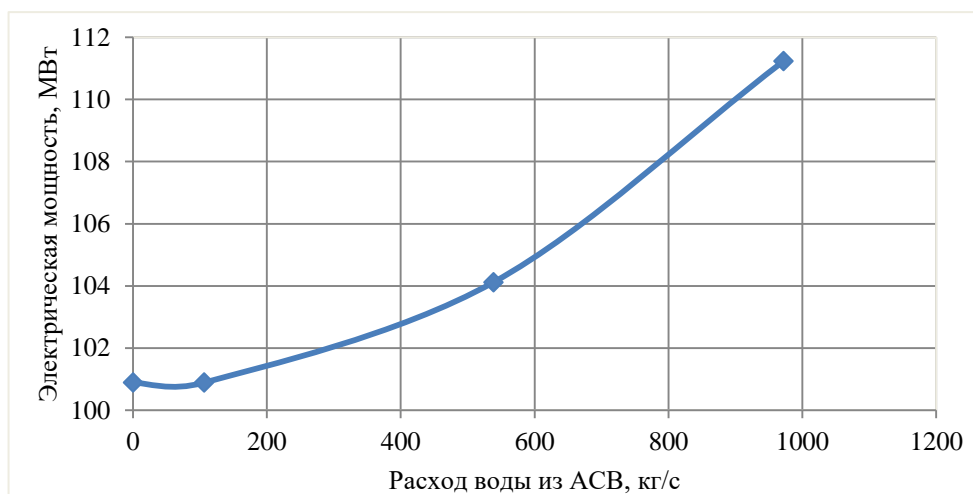


Рисунок 2.51 – Повышение производства электроэнергии на тепловом потреблении при разрядке АСВ

Источник: разработано автором

Достоинством схемы с баками-аккумуляторами сетевой воды является то, что вся мощность с учетом пиковой нагрузки производится на тепловом потреблении и характеризуется малыми топливными затратами. В то же время имеется ограничение по получению дополнительной электрической мощности в часы максимальных тепловых нагрузок. При низких температурах наружного воздуха, когда тепловая нагрузка максимальна, зарядку аккумулятора осуществлять сложно.

Следующее производственно-технологическое решение направлено на повышение числа часов использования установленной мощности ТЭЦ в теплофикационном режиме. Повышение доли выработки энергетической продукции на тепловом потреблении в течение года достигается с помощью схемы многоступенчатого подогрева сетевой воды. Концепция решения заключается в том, что с понижением температуры наружного воздуха последовательно включаются один или несколько сетевых подогревателей, осуществляющие догрев сетевой воды. Таким образом, повышается тепловая мощность энергоустановки, что позволяет осуществлять комбинированное производство энергетической продукции при более низких температурах и, соответственно, снижается потребность к переходу к отдельному производству и использованию дорогих пиковых котлов [308].





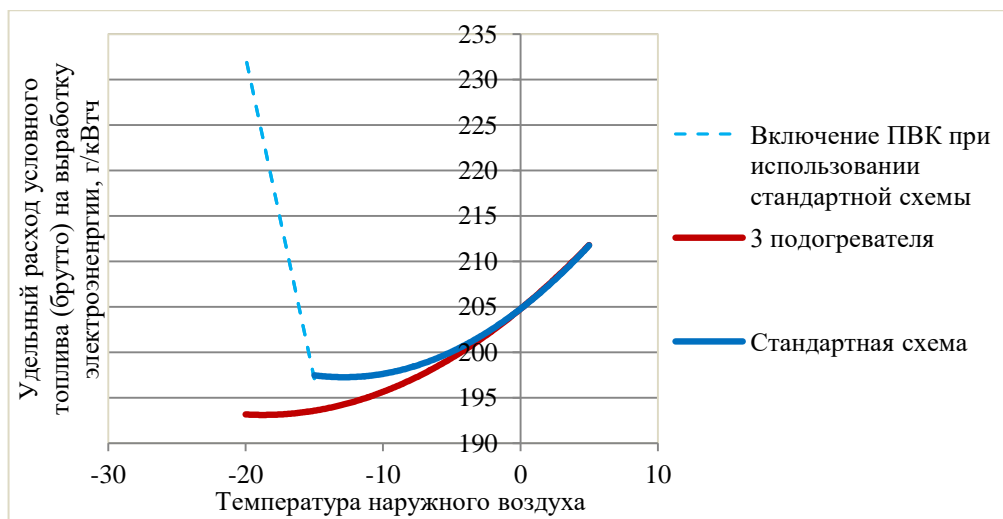


Рисунок 2.53 – Зависимости удельного расхода топлива от температуры наружного воздуха для стандартной схемы энергоустановки и с тремя сетевыми подогревателями

Источник: разработано автором

Как видно из представленных графиков схема с тремя сетевыми подогревателями позволяет снизить расход удельного топлива на выработку электроэнергии при отрицательных температурах наружного воздуха. При положительных температурах отопительный отбор отключается, тепловая нагрузка по заданному расходу сетевой воды удерживается, откуда удельные расходы топлива схемы с тремя сетевыми подогревателями совпадают со стандартной схемой. Также данная схема расширяет возможности турбоагрегата по отдаче тепловой энергии, что приводит к подключению дорогих пиковых водогрейных котлов при более низких температурах воздуха, чем в стандартной схеме.

Достоинствами производственно-технологического решения, основанного на многоступенчатом подогреве сетевой воды, являются повышение доли комбинированного производства энергетической продукции в течение года, снижение удельных расходов топлива и эксплуатационных затрат на использование дорогих пиковых тепловых источников. В качестве недостатка следует отметить, что увеличение отпуска тепла из отборов приводит к снижению эффективности выработки электроэнергии на тепловом потреблении, а также снижению электрической мощности при неизменном расходе перегретого пара.

Последним производственно-технологическим решением, исследуемым в работе, является повышение выработки электроэнергии на тепловом потреблении путем организации в тепловой схеме энергоустановки контура предварительного подогрева сетевой воды [151, 155,

285]. Данное решение рассматривается для газотурбинных установок, работающих в рамках комбинированного цикла (ГТУ ТЭЦ).

На рисунке 2.54 представлена схема ГТУ-ТЭЦ с контуром предварительного подогрева сетевой воды.

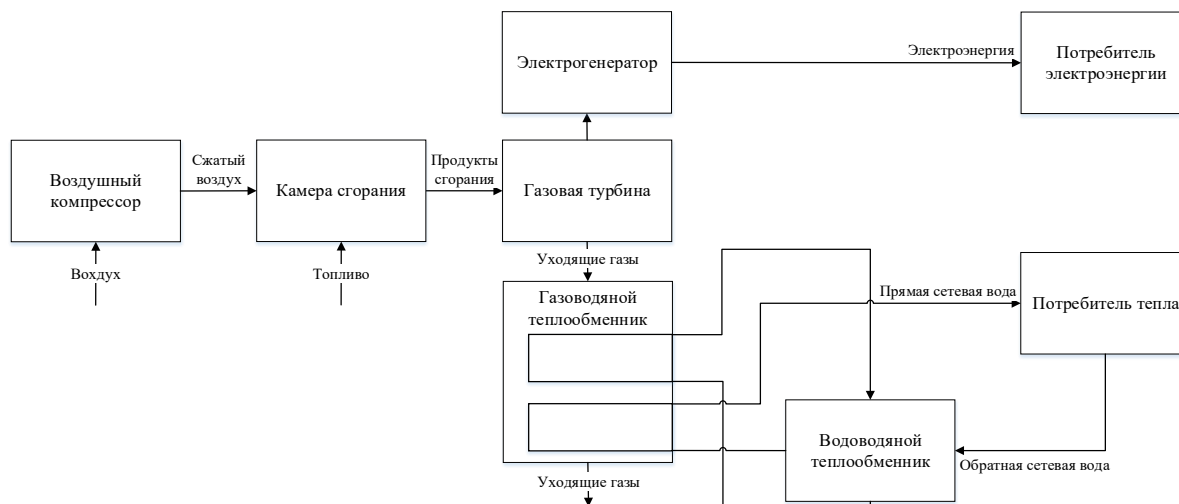


Рисунок 2.54 – Схема ГТУ-ТЭЦ с контуром предварительного подогрева сетевой воды

Источник: разработано автором

Согласно схеме рабочее тело (воздух) закачивается компрессором, сжимается до большего давления и направляется в камеру сгорания. В камеру сгорания подается топливо (природный газ), которое сгорает, обеспечивая постоянный подвод теплоты. Сжатый воздух смешивается с продуктами горения и образует газ высокой температуры, который поступает в газовую турбину, где, расширяясь до атмосферного давления, совершает полезную работу, вырабатывая электроэнергию. После турбины уходящие газы утилизируются в газодводянем теплообменнике, где они используются для нагрева сетевой воды, и, соответственно, теплоснабжения потребителей.

В рассматриваемом решении газодводяний теплообменник состоит из двух поверхностей нагрева. Первая по ходу газов поверхность нагрева служит для передачи теплоты теплоносителю, циркулирующему в замкнутом контуре предварительного подогрева обратной сетевой воды. Для этого применяется вододводяний теплообменник. Подогретая сетевая вода направляется на вторую поверхность нагрева газодводянего теплообменника, где уже набирает оставшуюся температуру согласно температурному графику теплосети и подается потребителю.

На рисунках 2.55 и 2.56 приведены технико-экономические характеристики, отражающие преимущества представленного производственно-технологического решения.

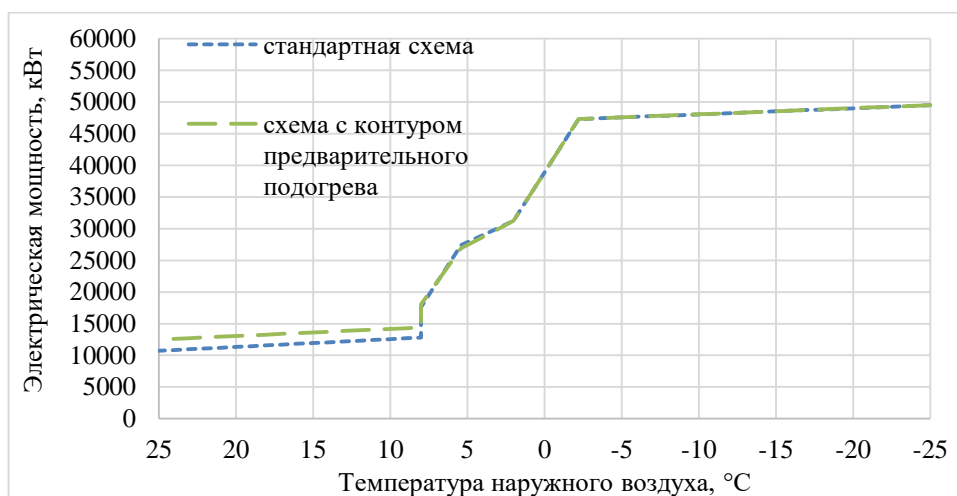


Рисунок 2.55 – Прирост электрической мощности за счет применения контура предварительного подогрева сетевой воды в ГТУ-ТЭЦ

Источник: разработано автором

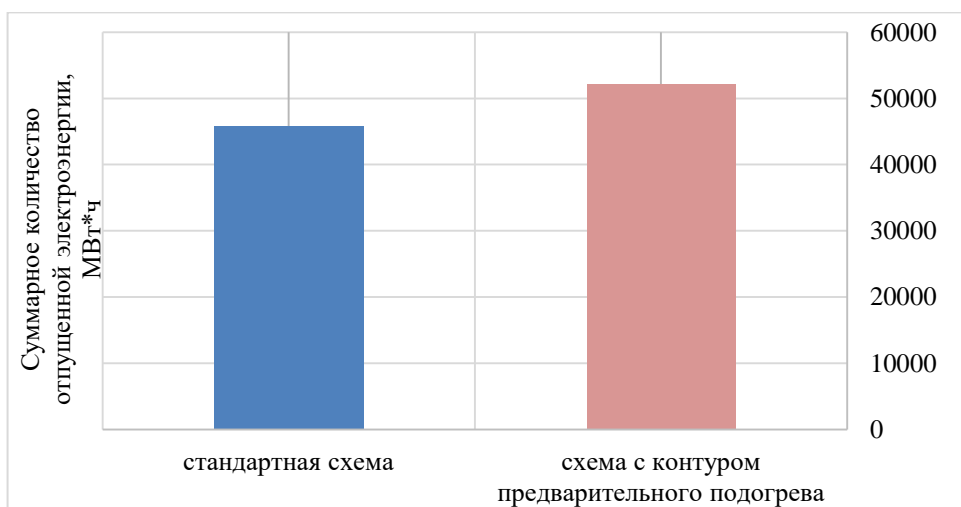


Рисунок 2.56 – Прирост отпущенной электроэнергии в летний период при применении контура предварительного подогрева сетевой воды в ГТУ-ТЭЦ

Источник: разработано автором

Достоинством данного производственно-технологического решения является повышение электрической мощности, выдаваемой на тепловом потреблении, в первую очередь, в летнее время, когда потребность в тепле достаточно низкая. В качестве недостатка следует отметить повышение затрат электроэнергии на собственные нужды ввиду потребности обеспечения

работы циркуляционного насоса в замкнутом контуре предварительного подогрева сетевой воды.

Приведенные структурно-организационные и производственно-технологические решения позволяют повысить уровень энергобезопасности территориального образования, обеспечивая снижение цены на энергетическую продукцию, при которой достигается экономически обоснованный уровень энергобезопасности, и в целом способствуя расширению границы коридора цен, характеризующих обеспечение устойчивого состояния энергосистемы.

Экономически обоснованный уровень энергетической безопасности  $J_{ES}^0 = J_{ES}(P^0), J_{ES}'(P^0) = 0$  достигается при цене энергетической продукции для конечного потребителя  $P^0$ , которая находится из выражения:

$$P^0 = \frac{PC[1-2D+RR(1-D)]+T[1-2D]+LP}{2(1-D)} + \Delta P \quad (2.2)$$

Снижение цены  $P^0$ , в первую очередь, определяется потенциалом снижения производственных затрат  $PC$  энергосистемы, издержек на транспорт и добавленной стоимости  $\Delta P$ , формируемой рынком. Если рассмотренные производственно-технологические решения позволяют обеспечить снижение производственных затрат, то структурно-организационные – добавленную стоимость и транспортные издержки.

В Таблице 2.8 приведены результаты оценки снижения производственных издержек от реализации рассмотренных производственно-технологических решений.

Применение структурно-организационного решения приводит к изъятию части дешевого предложения с оптового энергорынка (выработки электроэнергии ТЭЦ на тепловом потреблении) с выводом его на розничный рынок электроэнергии (рисунок 2.57). На этот же объем сокращается спрос на электроэнергию с оптового энергорынка гарантирующего поставщика, что препятствует существенному повышению на нем цены при маржинальной модели ценообразования (рисунок 2.58). При этом цена на электроэнергию, рассчитываемая гарантирующим поставщиком как средневзвешенная по объемам электроэнергии, закупаемым на оптовом и розничном рынке, снижается, что обусловлено значительно более пологой кривой предложения на розничном рынке (ввиду более равномерного состава энергооборудования, представленного в основном паротурбинными установками, работающими в теплофикационном режиме), меньшими транзакционными издержками (нет необходимости для реализации электроэнергии задействовать операторов оптового энергорынка) и затратами на передачу электроэнергии (в первую очередь, для обеспечения нужд местных потребителей загружаются территориальные генераторы) (рисунок 2.59).

Таблица 2.8 – Сравнительная оценка снижения производственных затрат от реализации производственно-технологических мероприятий

Описание мероприятия	Результаты мероприятия
Повышение маневренных характеристик ПТУ-ТЭЦ на основе схемы с баками-аккумуляторами сетевой воды	<ul style="list-style-type: none"> <li>- снижение периода эксплуатации генерирующего оборудования в низкоэкономичном конденсационном режиме и включения пиковых водогрейных котлов,</li> <li>- увеличение выработки энергетической продукции на тепловом потреблении (при неограниченной емкости аккумулятора на 20-25% больше электроэнергии (реально 10%) и 40-50% тепла),</li> <li>- снижение затрат на содержание основного оборудования (на 15-20% от установленной мощности котлов и турбин),</li> <li>- снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на 6-10%</li> </ul>
Повышение доли комбинированной выработки на ПТУ-ТЭЦ в году на основе схемы с многоуровневым подогревом сетевой воды	<ul style="list-style-type: none"> <li>- снижение периода эксплуатации пиковых водогрейных котлов в отопительный сезон,</li> <li>- увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении на 3-5%,</li> <li>- снижение затрат на содержание основного оборудования (на 5-10% от установленной мощности котлов),</li> <li>- снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на 3-5%</li> </ul>
Повышение выработки электрической мощности на тепловом потреблении ГТУ-ТЭЦ на основе схемы с контуром предварительного подогрева сетевой воды	<ul style="list-style-type: none"> <li>- снижение периода эксплуатации генерирующего оборудования в низкоэкономичном конденсационном режиме,</li> <li>- повышение электрической мощности генерации на тепловом потреблении до 13%,</li> <li>- увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении на 10-12%,</li> <li>- снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на 5-10%</li> </ul>

Источник: разработано автором

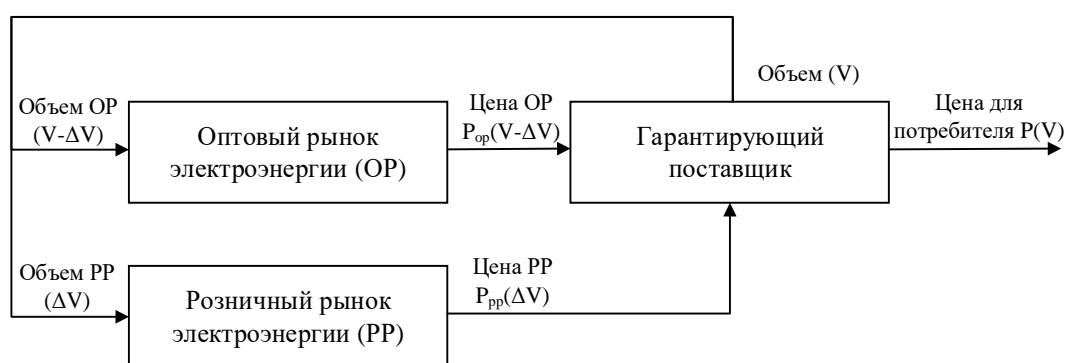


Рисунок 2.57 – Формирование цены на электроэнергию для конечного потребителя при реализации части объема электроэнергии на розничном энергорынке

Источник: разработано автором

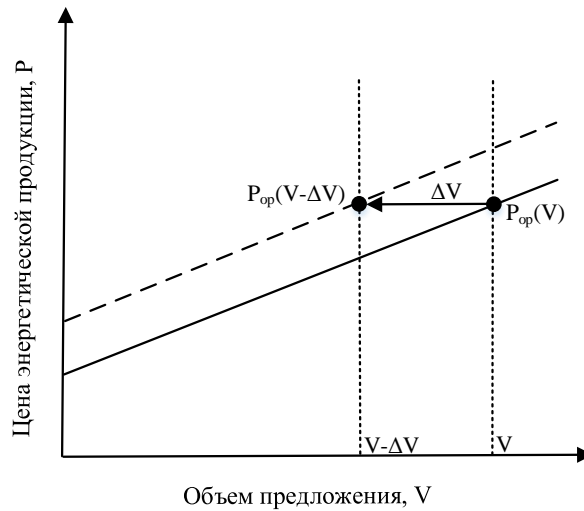


Рисунок 2.58 – Упрощенное представление изменения равновесной цены при маргинальном ценообразовании в условиях изъятия части объема и предложения с оптового энергорынка

Источник: разработано автором

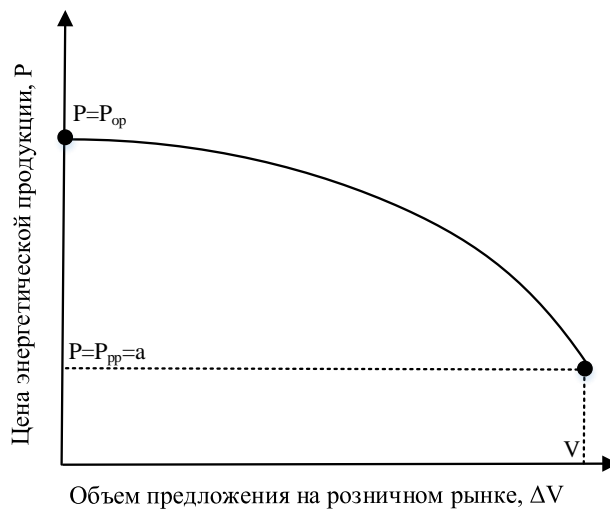


Рисунок 2.59 – Изменение цены энергетической продукции для конечного потребителя при реализации территориальным генератором части объема электроэнергии на розничном рынке

Источник: разработано автором

Приведенные графические зависимости можно описать аналитически следующим образом. Пусть спрос на оптовом рынке электроэнергии существенно превышает предложение. Тогда кривая предложения будет определять равновесную цену оптового рынка  $P_{op}$ . Ее можно задать в виде линеаризованной функции:

$$P_{op}(V) = a + b \cdot V, \quad (2.3)$$

где  $a$  – минимальная цена, по которой генератор готов реализовать электроэнергию (наиболее дешевые предложения),  $b$  – коэффициент, отражающий рост цены с увеличением объема предложения (цена дополнительно произведенной единицы продукции).

При изъятии дешевой мощности в объеме  $\Delta V$  с оптового энергорынка для реализации на розничном рынке кривая предложения сместится влево и будет представлять собой функцию:

$$P_{op}(V) = a + b \cdot (V + \Delta V), \quad (2.4)$$

Так как одновременно со смещением кривой предложения на такую же величину  $\Delta V$  уменьшится спрос на электроэнергию гарантирующего поставщика на оптовом рынке, то равновесная цена не изменится.

Цена на энергетическую продукцию для конечного потребителя  $P(V, \Delta V)$  формируется гарантирующим поставщиком как средневзвешенная по объемам закупки на оптовом и розничном рынках электроэнергии:

$$P(V, \Delta V) = \frac{(V - \Delta V)P_{op}(\Delta V) + \Delta V \cdot P_{pp}(\Delta V)}{V} = \left[1 - \frac{\Delta V}{V}\right] (a + b(V + \Delta V)) + a \frac{\Delta V}{V} \quad (2.5)$$

где  $V$  – объем спроса на электроэнергию,  $\Delta V$  – объем электроэнергии, приобретаемый на розничном рынке.

Считаем, что при формировании кривой предложения наиболее дешевые ценовые предложения формируют ТЭЦ при работе в теплофикационном режиме, таким образом, определяя минимальную цену  $a$ , при которой генерирующая компания готова выработать электроэнергию. Данная цена будет определяться производственными затратами  $PC$  и установленной нормой прибыли  $RR$  теплофикационной электростанции. Соответственно, коэффициент  $a$  определяет цену на розничном рынке электроэнергии  $P_{pp}$  при реализации на нем ТЭЦ электроэнергии, выработанной на тепловом потреблении в объеме  $\Delta V$ . Вместе с тем, данный объем будет изъят с оптового энергорынка, что вызовет повышение минимальной цены предложения на оптовом рынке на величину  $b\Delta V$ .

Возникающее снижение цены вследствие изменения рыночных правил функционирования ТЭЦ на оптовом и розничном рынках электроэнергии в зависимости от режимов работы основного генерирующего можно представить в виде отношения цен на энергетическую продукцию при удовлетворении всего спроса в объеме  $V$  гарантирующего поставщика на оптовом энергорынке к удовлетворению части данного спроса в объеме  $\Delta V$  на розничном рынке:

$$\delta = \frac{P_{op} \cdot V}{P_{op} \cdot (V - \Delta V) + P_{pp} \cdot \Delta V} = \frac{bV^2 + aV}{bV^2 - bV\Delta V + aV} \quad (2.6)$$

Как видно из соотношения снижение цены энергетической продукции для конечного потребителя будет тем выше, чем больше разница между наиболее дорогим (ценообразующим) и дешевым ценопринимающим предложениями на оптовом рынке электроэнергии  $bV$  и больше объем  $\Delta V$ , изымаемый с оптового энергорынка и соответствующий минимальной цене  $a$ . Наиболее дорогие предложения формируют генерации, работающие на угле и мазуте, наиболее дешевые – работающие на газе и осуществляющие комбинированное производство энергетической продукции. Удельная себестоимость производства электроэнергии на данных объектах генерации будет в среднем отличаться в 1,4 раза. При комбинированном производстве энергетической продукции возникающая экономия топлива приведет к тому, что разница в цене между дорогой и дешевой ценовой заявкой может различаться в 2 раза, если 60% себестоимости энергетической продукции составляют топливные расходы.

Достижимое снижение транспортных и транзакционных издержек за счет преимущественного обеспечения территориальными генерирующими компаниями нужд местных потребителей можно оценить в виде экономии на услугах магистральных и межрегиональных распределительных сетевых компаний и коммерческого оператора оптового энергорынка, составляющей 18-37% стоимости электроэнергии конечного потребления (таблица 2.9).

Таблица 2.9 – Структура издержек на производство, передачу и распределение электроэнергии

Вид издержек	Доля издержек в структуре цены, %
Производство электроэнергии	40-60
Компенсация потерь электроэнергии	8-10
Передача электроэнергии по магистральным сетям	8-12
Передача электроэнергии по межрегиональным распределительным сетям	9-21
Передача электроэнергии по территориальным распределительным сетям	6-14
Услуги коммерческого оператора оптового энергорынка	1-4
Услуги гарантирующего поставщика	4-7

Источник: составлено автором на основании [24, 190, 191]

В таблице 2.10 представлены результаты оценки влияния на уровень энергетической безопасности предлагаемых решений согласно разработанным моделям для заданных сценарных условий.



Таблица 2.10 – Оценка влияния повышения эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях на уровень энергетической безопасности

Вид мероприятия	Описание мероприятия	Сценарий	Потенциал повышения энергобезопасности, %
Структурно-организационное	Перевод ТЭЦ при работе в теплофикационном режиме на розничный энергорынок	Ценовая зона оптового рынка электроэнергии	18-77
		Неценовая зона оптового рынка электроэнергии	18-37
Производственно-технологическое	Повышение маневренных характеристик ПТУ-ТЭЦ на основе схемы с баками-аккумуляторами сетевой воды	Рыночная цена на энергетическую продукцию фиксирована. Достигается	21-30
	Повышение доли комбинированной выработки на ПТУ-ТЭЦ в году на основе схемы с многоуровневым подогревом сетевой воды	повышение прибыли генерации на снижении производственных издержек	8-15
	Повышение выработки электрической мощности на тепловом потреблении ГТУ-ТЭЦ на основе схемы с контуром предварительного подогрева сетевой воды		5-10

Источник: разработано автором

Ввиду значительного дефицита собственного производства электроэнергии в большей части регионов страны (70%) и роста уровня газификации с позиции повышения уровня энергетической безопасности целесообразно развивать комбинированное производство энергетической продукции на основе территориальных энергосистем. Это позволит повысить долю собственного производства электроэнергии на тепловом потреблении, таким образом, обеспечивая экономию топлива в производственном процессе, уменьшение загрязнения окружающей среды и затрат на транспортировку энергетической продукции. Происходящее на данный момент снижение конкурентоспособности ТЭЦ вызвано организационно-экономическими и управленческими причинами, приведшими к возникновению противоречия между финансовыми механизмами энергорынков и экономикой станции. Устранению данного противоречия способствуют рассмотренные структурно-организационные и производственно-технологические решения повышения эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях. В то же время оценка системного эффекта от

их применения требует разработки комплексных экономико-математических моделей общеэнергетической системы, рассматриваемых в следующей главе диссертации.

## Выводы по Главе 2

В рассмотренном разделе работы был предложен комплекс моделей оценки экономически обоснованного уровня энергетической безопасности территориального образования и влияния на него производственной структуры энергосистемы и правил ее функционирования в условиях энергорынка. В основе моделей лежит уточненное понятие энергобезопасности, согласно которому предполагается достижение защищенности территориальной единицы страны от угроз надежному энергоснабжению при выполнении условий потребительской доступности энергетической продукции и экономической рентабельности ее производства.

Выполнение данных условий связано с преодолением противоречия в критериях эффективности развития общеэнергетической системы со стороны государства и энергопредприятий. Если частным критерием государства является выполнение условия потребительской доступности энергетической продукции, то для энергопредприятий – экономическая рентабельность производства.

Для согласования частных критериев государства и бизнеса был разработан обобщенный критерий эффективности, на основе мультипликативного принципа объединяющий частные критерии. Исследуемым показателем является стоимость энергетической продукции для конечного потребителя, при которой достигается максимум обобщенного критерия, свидетельствующий об экономически обоснованном уровне энергобезопасности.

На стоимость энергетической продукции влияют множество параметров, для анализа которых была сформирована диаграмма связей между параметрами. Составленная диаграмма связей позволила разработать алгоритм анализа уровня энергетической безопасности территориальных образований.

Показано, что рыночная и производственная структуры общеэнергетической системы оказывают существенное влияние на уровень энергобезопасности. Соответственно, для решения задачи управления развитием энергосистемы требуется разработка моделей оценки их влияния.

Ключевой характеристикой производственной структуры общеэнергетической системы является ее производственно-технологическая эффективность, повышение которой способствует росту уровня энергобезопасности территориального образования. Основными показателями производственно-технологической эффективности являются топливная

экономичность и коэффициент использования установленной мощности энергосистемы. На основе анализа данных показателей была разработана модель оценки влияния на энергетическую безопасность структуры производства энергетической продукции, которая позволяет формировать производственно-технологические решения повышения эффективности функционирования энергосистемы, направленные на достижение экономически обоснованного уровня энергобезопасности.

Повышение уровня энергетической безопасности территориального образования также можно достичь за счет изменения рыночных механизмов ценообразования на энергетических рынках, определяющих экономические отношения в общеэнергетической системе и ее рыночную структуру, а также влияющих на экономическое равновесие спроса и предложения. Установившаяся рыночная цена является одним из ключевых параметров модели оценки уровня энергетической безопасности.

Были рассмотрены основные механизмы ценообразования, применяемые на рынках электрической и тепловой энергии, и показано, что ценообразование на данных рынках невозможно рассматривать отдельно друг от друга ввиду сложной природы взаимосвязей между электроэнергией и теплом как товаров. С одной стороны, тепловая и электрическая энергия при определенных условиях являются для потребителя товарами-субститутами. С другой стороны, широкое распространение комбинированного производства энергетической продукции приводит к тому, что взаимосвязь между теплом и электроэнергией приобретает комплиментарный характер, и рост цены на один товар в итоге приводит к снижению спроса на другой.

С учетом приведенной особенности был разработан алгоритм оценки влияния структуры энергорынков на уровень энергетической безопасности, позволяющий проводить исследования уровня энергобезопасности территориальных образований с различной рыночной структурой и действующими моделями ценообразования, оценивать последствия изменения рыночной структуры и перехода от одной модели ценообразования к другой, вызванными объективными тенденциями развития территориальной общеэнергетической системы. Полученная благодаря алгоритму возможность исследования влияния различных видов рыночных структур на рыночную цену энергетической продукции позволила сформировать модель оценки влияния на энергетическую безопасность рыночных правил функционирования энергосистемы, которая позволяет формировать структурно-организационные решения повышения эффективности функционирования энергосистемы, направленные на достижение экономически обоснованного уровня энергобезопасности.

Выявлено, что достижение экономически обоснованного уровня энергетической безопасности территориального образования во многом зависит от конкурентоспособности комбинированного производства энергетической продукции на ТЭЦ в рыночных условиях. Выделены два подхода к повышению конкурентоспособности совместной выработки:

- на основе структурно-организационных решений, меняющих правила функционирования ТЭЦ на энергорынках, позволяющих реализовать преимущества теплофикации в рыночных условиях,
- на основе производственно-технологических решений, позволяющих снизить влияние производственно-технологических ограничений на экономическую эффективность применения теплофикации в рыночных условиях.

В качестве структурно-организационного решения предложено изменить модель участия на оптовом и розничном энергорынках ТЭЦ в зависимости от режимов работы ее основного генерирующего оборудования. При работе энергоустановок в экономичном теплофикационном режиме осуществляется комплексное энергоснабжение местных потребителей, и, соответственно, преимущественная реализация электроэнергии на розничном рынке. При переходе в конденсационный режим электроэнергия, в первую очередь, реализуется на оптовом энергорынке для покрытия пиковой нагрузки.

В качестве производственно-технологических решений предложены:

- производственно-технологическая схема ТЭЦ с баками-аккумуляторами сетевой воды, позволяющая повысить маневренные характеристики работы теплофикационной электростанции на тепловом потреблении,
- производственно-технологическая схема теплофикационного турбоагрегата с трехступенчатым подогревом сетевой воды, позволяющая повысить долю выработки энергетической продукции на тепловом потреблении в течение года,
- производственно-технологическая схема когенерационной газотурбинной энергетической установки с контуром предварительного подогрева сетевой воды, позволяющая повысить вырабатываемую электрическую мощность на тепловом потреблении.

### **Глава 3 Моделирование общеэнергетической системы и разработка подходов к прогнозированию изменения ее балансовой структуры при различных сценариях развития энергорынков**

#### 3.1 Обзор методов экономико-математического моделирования энергетических систем

##### 3.1.1 Структурно-функциональные и стоимостные методы моделирования

Моделирование представляет собой процесс разработки модели на основе предварительного изучения объекта или процесса, а также выделения его существенных характеристик и признаков. В свою очередь, моделью является упрощенное представление объекта исследования, включающее его характеристики, необходимые и достаточные для достижения целей исследования и получения объективных оценок. Экономико-математическое моделирование позволяет получать представления экономических процессов в виде математических зависимостей и алгоритмических конструкций.

По целевому назначению экономико-математические модели подразделяются на теоретико-аналитические и прикладные. Теоретико-аналитические модели используются для исследования общих свойств и закономерностей экономических процессов. В свою очередь, прикладные модели применяются для решения конкретных экономических задач экономического анализа, прогнозирования и планирования.

При классификации моделей по исследуемым экономическим процессам можно выделить модели народного хозяйства в целом и его подсистем, исходя из территориального и отраслевого признаков. Так, экономико-математические модели экономических процессов, протекающих в общеэнергетических системах территориально-административных образований, относятся к моделям энергетической отрасли территориального уровня. Они описывают локальные процессы производства и потребления энергетических ресурсов и продукции, формирования и распределения доходов в отрасли, размещения производительных сил, ценообразования на энергорынках, финансовые связи между энергопредприятиями, механизмы государственного регулирования и т.п. Исследуются производственно-технологическая, социальная и территориальная структура энергетического хозяйства.

Остановимся более подробно на классах экономико-математических моделей, являющихся основополагающими при разработке комплексных моделей. К ним относятся структурные и функциональные модели, а также промежуточные их формы – структурно-функциональные модели.

Структурные модели предназначены для исследования структуры энергосистемы и взаимосвязей между ее элементами, представляющими собой функциональные подсистемы. Применяются, в первую очередь, для решения задач планирования, прогнозирования и управления, где большое значение имеют взаимосвязи между подсистемами. Типичными структурными моделями являются модели межотраслевых связей энергетического комплекса [130, 164, 204, 205].

Функциональные модели широко распространены в экономическом регулировании, когда на поведение системы воздействуют путем изменения начальных условий. В данном случае математическая модель будет представлять собой функциональную зависимость, отражающую выходные реакции системы на входные воздействия. Абстрактным образом функциональной модели является модель «черного ящика», структура которого неизвестна. В виде функциональных моделей может описываться поведение энергопредприятий в процессе товарно-денежных отношений на энергорынках [50, 70].

В общем виде математическую модель сложной системы во временной области можно задать в векторно-матричной форме записи уравнения состояния:

$$\frac{d}{dt} \vec{X}(t) = A\vec{X}(t) + B\vec{U}(t), \quad (3.1)$$

где  $\vec{X}(t) = \{x_i | i = \overline{1, n}\}$  - вектор состояния, включающий в себя переменные системы, однозначно определяющие ее состояние;  $\vec{U}(t) = \{u_j | j = \overline{1, m}\}$  - вектор управления или входа, включающий в себя характеристики внешних воздействий по отношению к системе;  $A = (a_{i,j})^{n,n}$ ,  $B = (b_{i,j})^{n,m}$  - матрицы параметров системы.

В сложных системах ряд ее переменных не могут быть измерены или наблюдаемы. Разрешает данную ситуацию введение дополнительного уравнения выхода, определяющего переменные, доступные для наблюдения на выходе системы:

$$\vec{Y}(t) = C\vec{X}(t), \quad (3.2)$$

где  $\vec{Y}(t) = \{y_k | k = \overline{1, l}\}$  - вектор выхода, включающий в себя переменные системы, доступные для наблюдения;  $C = (c_{i,j})^{l,n}$  - матрица параметров системы управления,  $l \leq n$ .

Графическое представление математической модели сложной системы изображено на рисунке 3.1. Символ интегрирования означает покомпонентное интегрирование векторной величины.

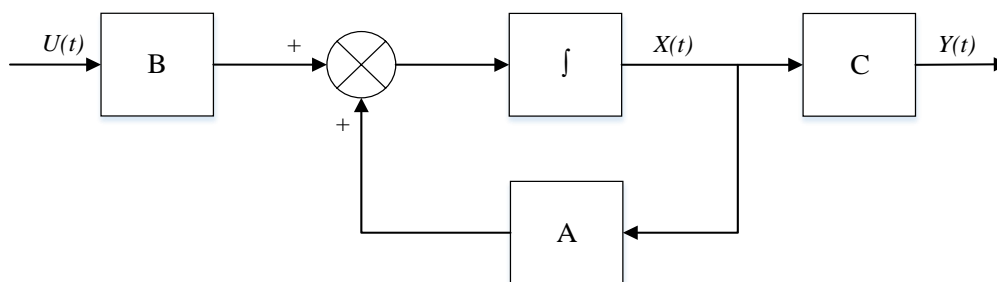


Рисунок 3.1 – Графическое представление математической модели сложной системы

Источник: разработано автором на основании [50, 70]

Математическую модель можно интерпретировать как преобразователь входных параметров (воздействий) в выходные (реакцию моделируемой системы), где реакция на одни или другие воздействия будет зависеть от текущего состояния системы:

$$Y(t) = G(U(t), X(t)), \quad (3.3)$$

где  $G$  - оператор преобразования, представляющий собой функцию или набор функций, определить которые нужно при построении модели.

Если система находится на протяжении всего промежутка времени в одном состоянии, то вектор состояния формируется из констант. В противном случае, состояние системы может меняться под действием внешних возмущений  $X(t) = F(U(t))$  или также зависеть от начального ее состояния  $X(t) = F(X(t_0), U(t_0, t))$ .

В таблице 3.1 приведено обобщение возможных вариантов представления системы в виде математических моделей.

Таблица 3.1 – Варианты представления системы в виде математических моделей

Характеристика системы	Общее математическое представление
Реакция системы зависит только от входных воздействий	$Y(t) = G(U(t))$
Реакция системы зависит от входных воздействий и состояния системы, при этом состояние системы не изменяется во времени	$Y(t) = G(U(t), X)$
Реакция системы зависит от входных воздействий и состояния системы, при этом состояние системы изменяется во времени под действием внешних возмущений	$Y(t) = G(U(t), X(t)), X(t) = F(U(t))$
Реакция системы зависит от входных воздействий и состояния системы, при этом состояние системы зависит от ее начального положения и действия наблюдаемых за период внешних возмущений	$Y(t) = G(U(t), X(t)), X(t) = F(X(t_0), U(t_0, t))$

Источник: разработано автором на основании [50, 70, 236]

Представленные математические выражения, отражающие выходные реакции системы на входные воздействия, представляют собой функциональные модели. Внутренняя структура системы в подобных моделях не отображается и не исследуется [124, 236].

Структурные математические модели описывают внутреннюю организацию системы: составные части, параметры, а также их связи с входом и выходом. Структурные модели дополняют функциональные модели. Так, для системы, состояние которой изменяется под действием внешних возмущений, структурную модель можно записать следующим образом:

$$S = (X, U, Y, r_1, r_2) \quad (3.4)$$

где  $r_1$  – отношение, выражающее причинно-следственные связи между состоянием и входными воздействиями;  $r_2$  – отношение между реакцией системы и входными воздействиями.

В общем виде структурные модели являются представлением системы как совокупности множества элементов, связанных между собой отношениями. В связи с этим любую систему  $P$  можно описать в виде следующей обобщенной структурной модели:

$$P = (X, R) \quad (3.5)$$

где  $X$  – множество элементов системы, включая элементы входа и выхода;  $R$  – множество отношений между элементами  $X$ .

Графической интерпретацией структурной модели системы является граф связей  $G(X, R)$ , вершинами которого являются множество элементов системы  $X$ , а дугами множество связывающих их отношений  $R$ .

Структурные модели получили широкое применение как инструмента исследования энергосистем, в основе которого лежит математическая теория графов и сетей. Они позволяют наглядно представить элементы систем и процессов, а также взаимосвязи между ними, провести анализ и предложить способы усовершенствования структуры системы на основе количественных оценок [61, 236].

Энергосистема, обладая балансовыми свойствами, характеризуется явлением стоимости, обусловленным затратными процессами производства и распределения энергетических ресурсов и продукции. В связи с этим в энергетике часто применяются методы моделирования на основе теории стоимости.

Стоимость в экономической теории выражает способность произведенного блага удовлетворить ту или иную потребность и представляет количественное отношение, в котором осуществляется обмен товаров. В свою очередь, цена является денежным выражением стоимости товара. В зависимости от теории формирования стоимости объясняется по-разному (таблица 3.2).



Таблица 3.2 – Основы формирования стоимости в различных экономических теориях

Экономическая теория	Базис формирования стоимости
Трудовая теория стоимости	В основе стоимости лежат затраты труда на воспроизводство товара. При этом труд усредняется для типичных условий производства. Сложный труд за единицу времени создает больше стоимости, чем простой. Отсюда стоимость определяется затратами рабочего времени и квалификацией труда
Теория предельной полезности	Стоимость определяется предельной полезностью товара на основе оценок потребителя и продавца способности товара к удовлетворению потребности. Предельная полезность обозначает пользу, приносимую последней единицей потребленного товара. По мере удовлетворения потребности полезность товара снижается (вытекает из закона спроса и предложения)
Теория издержек	Стоимость выводится из издержек производства, имеющих денежное выражение. При этом издержки переносятся на стоимость продукции полностью (сырье, энергия, труд непосредственно в процессе производства) или по частям (здания, оборудование, транспорт, сохраняющие свою натуральную форму в процессе производства)

Источник: разработано автором

В зависимости от базиса формирования стоимости разрабатывают различные модели стоимости. Среди них можно выделить теоретические и прикладные (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 – Система моделей формирования стоимости

Источник: разработано автором на основании [50, 52, 70, 154, 164]

Модели межотраслевого баланса (МОБ) представляют собой экономико-математические балансовые модели, характеризующие межотраслевые производственные связи. Рассматриваются связи между выпуском продукции в одной отрасли и затратами остальных участвующих в производственной цепочке отраслей, необходимых для обеспечения данного выпуска. Межотраслевой баланс формируется в денежной и натуральной формах и представляет собой таблицу. В табличном виде он отражает структуру затрат на производство продукции и структуру распределения ее объемов в экономике (модель «затраты-выпуск») (таблица 3.3). МОБ позволяет выявить стоимостной состав валового выпуска отраслей экономики по элементам промежуточных затрат и формирования добавленной стоимости, а также направления использования ресурсов каждой отрасли [130, 204].

Таблица 3.3 – Балансовая таблица структуры затрат производства продукции и структуры распределения ее объемов между потребляющими отраслями

Производящие отрасли	Потребляющие отрасли						Конечный продукт	Валовой продукт
	1	2	...	j	...	n		
1	$x_{11}$	$x_{12}$	...	$x_{1j}$	...	$x_{1n}$	$Y_1$	$X_1$
2	$x_{21}$	$x_{22}$	...	$x_{2j}$	...	$x_{2n}$	$Y_2$	$X_2$
...				<b>I</b>			<b>II</b>	...
<i>i</i>	$x_{i1}$	$x_{i2}$	...	$x_{ij}$	...	$x_{in}$		$X_i$
...								...
<i>n</i>	$x_{n1}$	$x_{n2}$	...	$x_{nj}$	...	$x_{nn}$	$Y_n$	$X_n$
Оплата труда	$v_1$	$v_2$		<b>III</b>		$v_n$	<b>IV</b>	-
Чистый доход	$m_1$	$m_2$		$m_j$		$m_n$	$m_k$	-
Валовый продукт	$X_1$	$X_2$	...	$X_j$	...	$X_n$	-	$\sum_{i=1}^n X_i = \sum_{j=1}^n X_j$

Источник: разработано автором на основании [4, 58, 128, 130, 205]

Балансовая таблица разбивается на четыре квадранта. Первый квадрант отражает межотраслевые материальные связи в виде потоков, представляющих собой стоимость средств производства продукции, потребляемых в отраслях, и характеризует фонд возмещения материальных затрат. Второй квадрант содержит конечную продукцию производственных отраслей, идущую на конечное потребление и накопление, и характеризует материальную структуру национального дохода. Третий квадрант характеризует национальный доход со стороны его стоимостного состава как сумму чистой продукции, включающей оплату труда и чистый доход отраслей. Четвертый квадрант отражает созданный за период национальный доход, его конечное распределение и использование. Подведение баланса заключается в

соответствии общего количества созданного национального дохода в виде конечного продукта объему потребленного продукта.

В Таблице 3.4 приведены математические выражения основных характеристик межотраслевого баланса.

Таблица 3.4 – Математические выражения основные характеристики межотраслевого баланса

Характеристика	Математическое выражение
Стоимостной состав продукции производственных отраслей (включает перенесенную на продукт стоимость и вновь созданную стоимость)	$X_j = \sum_{i=1}^n x_{ij} + (v_j + m_j), j = \overline{1, n}$
Распределение продукции производственных отраслей по направлениям использования (баланс между производством и потреблением)	$X_i = \sum_{j=1}^n x_{ij} + Y_i, i = \overline{1, n}$
Принцип единства материального и стоимостного состава национального дохода (равенство суммарной чистой продукции и суммарного конечного продукта)	$\sum_{j=1}^n (v_j + m_j) = \sum_{i=1}^n Y_i$
Промежуточный продукт экономической системы	$X = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_{ij}$
Технологическая матрица (матрица коэффициентов прямых затрат), отражающей затраты отраслей для выпуска единицы продукции другой отрасли (технологии производства)	$A = (a_{ij})^{n,n}, a_{ij} = \frac{x_{ij}}{X_j}$
Модель межотраслевого баланса (модель Леонтьева, модель «затраты-выпуск»)	$X_i = \sum_{j=1}^n a_{ij} X_j + y_i, i = \overline{1, n}$

Источник: разработано автором на основании [4, 58, 128, 130, 205]

Модели рыночного равновесия основаны на определении стоимости продукции на основе закона спроса и предложения. Под рыночным равновесием понимается состояние, при котором у экономических субъектов не возникает побуждений к его изменению. Применительно к спросу и предложению равновесие находится в точке пересечения кривых спроса и предложения.

Общая теория равновесия основана на следующих допущениях [101, 230]:

- экономическая деятельность осуществляется в условиях свободной конкуренции под контролем государства,
- основной сферой товарного обращения является регулируемый рынок, цены на котором складываются под влиянием спроса и предложения,
- целью производителей является извлечение максимальной прибыли, а потребителей – удовлетворения потребностей при минимальных затратах,

- равновесие является результатом совместных действий потребителей, производителей и государства.

В настоящее время существует множество моделей рыночного равновесия, которые подразделяются на статические и динамические. В статических моделях описываются и сопоставляются различные равновесные состояния рынка, что позволяет исследовать сдвиги спроса и предложения, а также равновесия под воздействием внешних факторов. При этом механизм перехода от одного равновесного состояния к другому не рассматривается, а время учитывается только косвенным образом. Динамические модели непосредственно учитывают фактор времени и описываются с помощью паутинообразных моделей. Переменные в данных моделях являются функциями времени и характеризуют скорость изменения цены или объема. В таблице 3.5 приведено описание основных моделей рыночного равновесия.

Таблица 3.5 – Описание основных моделей рыночного равновесия

Модель	Описание модели
Модель Маршалла	Равновесие устанавливается под давлением разницы цен спроса и предложения, таким образом, происходит ценовая подстройка рыночного механизма. Точкой равновесия является объем товара, при котором достигается равенство цен спроса и предложения. Механизмом достижения равновесия является конкурентный рынок. Соответствует долгосрочному периоду
Модель Вальраса	Равновесие устанавливается под давлением на цену избыточного объема спроса или предложения, таким образом, происходит количественная подстройка рыночного механизма. Точкой равновесия является стоимость товара на рынке, при которой отсутствует избыточный спрос и предложение, и, соответственно, нет стимулов к изменению цены. Механизмом достижения равновесия является процедура «нащупывания» (эмпирическим методом) равновесной цены, выполняемая конкурентным рынком. Также данную роль может выполнять аукцион или государственный плановый орган. Соответствует краткосрочному периоду
Модель Эрроу-Дебре	Обобщает модель чистого обмена и является модифицированным вариантом модели Вальраса. Рассматривается экономика с совокупностью потребителей и производителей, в обороте которой находятся определенные блага. Потребители имеют собственность в виде набора благ, в том числе дающую право на получение доли прибыли производителей. Каждый потребитель максимизирует свою полезность за цены, которые рассматриваются как независимые от него. Производители имеют в своем распоряжении определенные технологии. Каждый производитель пытается их использовать так, чтобы, с учетом обмена с другими производителями и потребителями, получить максимальную прибыль. Конкурентное равновесие достигается когда: <ul style="list-style-type: none"> <li>• за равновесную цену каждый производитель максимизирует свою прибыль;</li> <li>• данная прибыль распределяется между потребителями, которые за счет нее и имеющегося запаса благ максимизируют свою полезность по ценам равновесия;</li> <li>• балансируются потребление и фактическое количество (производство + запас) каждого блага.</li> </ul>

Продолжение таблицы 3.5

	Каждый производитель и потребитель действуют на собственное усмотрение, учитывая только собственный интерес, а баланс достигается относительно каждого блага
Модель Неймана-Гейла	Рассматривается экономика, в которой различными технологическими способами выпускаются продукты с заданными интенсивностями. Продукт делится на фонд потребления и фонд накопления, на основе которых с помощью ряда соотношений пошагово строится траектория развития производства. Учитывается временной разрыв между затратами и результатами технологического процесса. При росте производства продуктов в одном темпе, независимых от времени цен и финансирования прироста производства путем инвестирования прибыли динамическое равновесие описывается условием равенства относительного прироста производства минимальному проценту на капитал
Модель Раднера	Является усовершенствованной моделью Эрроу-Дебре, учитывающей влияние, оказываемое неопределенностью перспектив. Если в базовой модели торговля осуществляется мгновенно в начальный момент времени, то в рассматриваемой модели используется идея срочных сделок, пересматриваемых перед началом нового временного интервала на базе накопленной информации. С помощью такой модели можно изучать вопрос о согласовании ожиданий и планов участников, а также дать более общее определение равновесия. В данном случае под равновесием понимается такая совокупность цен на рынках текущих продаж, общих ожиданий и согласованных индивидуальных планов, что при заданных ценах и ценовых ожиданиях каждый индивидуальный план оказывается оптимальным с точки зрения участника при соответствующей последовательности бюджетных ограничений
Модель Харрода-Домара	Динамическая модель равновесия в условиях полной занятости. Основана на предпосылках роста национального дохода за счет накопления капитала и зависимости капиталоемкости производства от его техническими условий. Устанавливается связь между долей инвестиций в национальном доходе и капиталоемкостью на основе равенства сбережений и инвестиций. Причем сбережения характеризуют предложение фондов для инвестирования, а инвестиции определяются спросом на эти фонды. Условием динамического равновесия при постоянной норме накопления и капиталоемкости является устойчивый темп роста национального дохода

Источник: разработано автором на основании [70, 148, 164, 230, 232, 233]

Модели образования стоимости включают в себя прочие модели формирования стоимости, в основе которых лежат теории предпочтений, эквивалентного обмена и поддержания равновесия в процессе экономического развития.

Рассмотренные теоретические модели лежат в основе разработки прикладных моделей формирования стоимости, которые обычно имеют вид балансовых систем. Для их разработки применяются матричные и сетевые методы моделирования, методы математического программирования, теория графов, агентные системы и нейросетевые алгоритмы.

### 3.1.2 Методы экономико-математического прогнозирования и планирования

Для управления развитием общеэнергетической системы необходимо решать задачи прогнозирования ее будущего состояния и планирования достижения поставленных целей путем оптимального распределения имеющихся ресурсов. Это требует проведения научных исследований, одним из основных средств которых является моделирование.

Экономико-математическое моделирование для достижения целей прогнозирования и планирования развития экономических систем включает в себя разработку модели, проведение ее экспериментального анализа, сопоставление результатов прогнозных модельных расчетов с фактическими данными, корректировку и уточнение модели.

В зависимости от уровня управления различаются межотраслевые, межрегиональные, отраслевые, региональные модели, а также модели развития предприятий. По аспектам развития экономических систем выделяют модели прогнозирования и планирования воспроизводства основных фондов, изменений уровня, соотношений и структуры цен, развития и размещения производительных сил с учетом временных, производственных, транспортных и других факторов [134, 175, 238].

Также модели прогнозирования различаются в зависимости от вида прогноза. Различают поисковый и нормативный прогнозы. Поисковый прогноз предполагает прогнозирование от настоящего к будущему и указывает на возможные состояния системы в будущем при сохранении существующего управленческого воздействия. При нормативном прогнозе осуществляется прогнозирование от будущего к настоящему с определением путей и сроков достижения возможных состояний системы в будущем. Соответственно прогноз характеризуется вероятностью перехода системы в соответствующее состояние и сроком данного перехода. При этом срок перехода в поисковом прогнозе может быть однозначно не определен [238, 241].

Прогнозные модели разрабатываются с целью обоснования стратегии и приоритетов развития на долгосрочный и среднесрочный периоды, другими словами, для решения задач стратегического планирования:

- определения перспективных целей развития и трансформации экономической системы с учетом внутренних потребностей и имеющегося производственно-технологического потенциала,
- выбора стратегических приоритетов, позволяющих достичь целей развития экономической системы с учетом имеющихся ограничений на ресурсы,
- формирования механизма реализации выбранной системы приоритетов на основе имеющихся инструментов управления развитием экономической системы.

Модели стратегического планирования различаются в зависимости от вида стратегических планов – директивных и индикативных. В современных рыночных условиях применяют, в первую очередь, индикативное планирование, заключающееся в разработке стратегических планов и установлении индикаторов, которые отражают результативность реализации планов, но при этом могут не являться обязательными, а только служить некоторым ориентиром развития для экономических систем (считается, что таким образом ограничивается государственное вмешательство в экономику) [22]. Применение индикативного планирования повышает роль прогнозирования в управлении экономической системой. В этой связи значение экономико-математического моделирования как средства разработки прогнозов существенно возрастает [80, 91, 186].

На рисунке 3.3 представлены основные экономико-математические методы, применяемые в прогнозировании и планировании развития экономических систем.



Рисунок 3.3 – Экономико-математические методы прогнозирования и планирования

Источник: разработано автором на основании [66, 80, 91, 128, 171, 238]

Методы экономического анализа основаны на применении системного подхода к исследованию экономического объекта, с помощью которого он представляется в виде системы, которая декомпозируется на составные части и выявляется взаимосвязь данных частей между собой и их влияние непосредственно на саму систему. Для выявления зависимостей и

закономерностей применяются методы математической статистики, позволяющие сопоставить показатели экономической системы, провести их количественный и структурный анализ, рассмотреть их динамику и оценить влияние на экономическую систему внешних факторов.

Балансовые и нормативные методы основаны на принципах сбалансированности и пропорциональности, позволяющие связать потребности в продукции и ресурсах с возможностями производства продукции и источниками ресурсов [6, 22, 128].

Балансовые методы предполагают составление балансов, которые представляют собой систему показателей, в которой одна часть, характеризующая ресурсы или продукты по источникам поступления, равна другой, показывающей их распределение по направлениям расхода. Система балансов включает материальные, трудовые и финансовые балансы. Среди балансовых методов можно выделить балансово-сетевые методы, основанные на формировании балансов в узлах сетевой модели.

Нормативные методы используют для прогноза потребности в ресурсах и показателей их использования систему норм и нормативов. С их помощью обосновываются пропорции развития экономической системы, а также осуществляется ее регулирование. Норма характеризует научно обоснованную меру расхода ресурса на единицу продукции (работы). Нормативы являются относительными величинами и отражают степень использования ресурсов. Система норм и нормативов охватывает материальные, трудовые и финансовые аспекты экономической системы на локальном, отраслевом и межотраслевом уровне, и включает в себя текущие и перспективные нормы. Первые применяются при разработке годовых планов-прогнозов, последние – на средне- и долгосрочную перспективу. Для этого используются расчетно-аналитический, отчетно-статистический и факторный методы. Расчетно-аналитический метод предполагает определение норм на основе технико-экономических расчетов с учетом новейших достижений науки и техники. Отчетно-статистический метод позволяет обосновывать нормы на основе эмпирических исследований и статистической обработки данных. Факторный метод позволяет учитывать факторы, влияющие на изменение нормативов в прогнозируемом периоде [122, 132, 171].

Программно-целевые методы предполагают разработку прогноза с постановки цели развития экономической системы при дальнейшем поиске и определении эффективных путей и средств ее достижения и ресурсного обеспечения. В данную группу входят систематизированные и оптимизационные методы [66, 178, 179]. Систематизированные методы применяются для формирования прогноза на основе показателей, которые могут не подлежать количественной оценке, и включают экспертные и эвристические методы. Наиболее распространенным систематизированным методом прогнозирования, основанным на



статистической обработке экспертных оценок, является метод Дельфи. Оптимизационные методы прогнозирования базируются на выборе оптимального варианта из множества возможных путей развития экономической системы на основе их сопоставления согласно критерию оптимизации. Для этого применяются алгоритмические методы исследования операций, позволяющие представить прогнозную модель в виде целевой функции и системы ограничений. Целевая функция описывает критерий оптимизации и отражает зависимость показателя, по которому осуществляется оптимизация, от ограничений. Система ограничений отражает экономические связи и ограничения на доступные ресурсы. В зависимости от характера исследуемых процессов и вида связей в экономической системе при разработке прогнозной модели применяют различные оптимизационные методы (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Оптимизационные методы прогнозирования и планирования

Характеристика экономической системы	Инструмент математического моделирования	Алгоритм решения
Линейные связи	Линейное программирование	Симплекс-метод
Нелинейные связи	Нелинейное программирование	Методы выпуклой оптимизации Алгоритм ветвей и границ
Изменяющаяся интенсивность связей	Параметрическое программирование	Модифицированный симплекс-метод
Вероятностное влияние факторов на критерий оптимизации	Стохастическое программирование	Алгоритм случайного поиска Метод Монте-Карло Генетические и нейросетевые алгоритмы
Влияние фактора времени	Динамическое программирование	Алгоритмы поиска кратчайшего пути в сети Алгоритмы, основанные на эвристиках
Большая степень случайности экономический процессов	Марковские случайные процессы, система массового обслуживания	Методы теории вероятностей для количественной оценки потоков требований на обслуживание
Конечное множество вариантов развития	Комбинаторное программирование	Метод ветвей и границ Метод отсекающих плоскостей

Источник: разработано автором на основании [80, 171, 174, 176]

Прогнозирование и планирование развития территориальной общеэнергетической системы невозможно без построения долгосрочных прогнозов социально-экономического развития территориальных образований. В свою очередь, структурно-технологическая модернизация топливно-энергетического комплекса, как части территориальной инфраструктуры, во многом определяет устойчивое развитие экономики региона [74, 108, 287]. Выбор направления трансформации территориальной энергетической инфраструктуры

осуществляется с позиции повышения энергетической безопасности региона, а его эффективность определяется объективностью и обоснованностью информации, полученной из прогнозов.

Глобализация и либерализация экономических отношений в энергетике значительно усложняют построение прогнозов. Помимо общих стратегических направлений развития народного хозяйства на территориальном уровне также нужно учитывать региональные особенности организации экономики и энергетики. Для обоснования прогнозов развития территориальных энергетических комплексов необходимы теоретические подходы, методы и модели корректно и достаточно полно отражающие их особенности. Помимо этого, также требуется надежное информационное обеспечение обоснования прогноза, включающее:

- программы территориального социально-экономического развития,
- инвестиционные программы развития энергетического комплекса на территориальном уровне,
- стратегии реструктуризации и модернизации энергоемкого производства.

Развитие территориальной общеэнергетической системы тесно связано с развитием всего производственно-хозяйственного комплекса региона и его социальной сферы. Отсюда на территориальном уровне энергетический комплекс представляет собой социально-экономическую систему, развитие которой во многом определяет:

- изменение цен на выпускаемую продукцию региона,
- извлекаемую прибыль в отраслях производственной и непроизводственной сферы,
- объем привлекаемых инвестиций в региональную экономику,
- изменение доходов и накоплений населения,
- изменение поступлений в бюджеты различных уровней.

Доступность и качество энергетических ресурсов и продукции также оказывают существенное влияние на структуру и темпы социально-экономического развития территориального образования.

Важнейшими факторами развития территориального энергетического комплекса являются:

- развитие энергоемкого производства,
- либерализация экономических отношений в региональной энергетике,
- уровень жизни населения,
- наличие местных топливно-энергетических ресурсов.

В связи с вышеизложенным, существуют как прямые, так и обратные связи между развитием территориального энергетического комплекса и региональной экономикой. Таким образом, с позиции разработки прогноза общеэнергетическая система региона является сложной социально-экономической системой со множеством внутренних социальных и экономических взаимодействий и принятия решений на различных уровнях управления, а также наличием внешних связей, ввиду интегрирующей роли энергетики как инфраструктурной отрасли.

На текущий момент можно говорить о недостаточной разработанности экономико-математических методов для решения задач территориального и отраслевого прогнозирования и планирования, подтверждением чему является несоответствие результатов региональных энергетических программ плановым индикативным показателям, а также регулярный и зачастую достаточно кардинальный пересмотр территориальных энергетических стратегий. Это негативно сказывается на управляемости территориальной общеэнергетической системы в условиях энергорынков и, соответственно, на уровне энергетической безопасности и устойчивом развитии территориального образования.

Такое положение прогнозирования в энергетике, в первую очередь, объясняется эксплуатируемым во многих экономико-математических методах подходом, основанным на использовании существующих тенденций развития энергетического комплекса, что не позволяет учитывать возникающие в процессе развития факторы, связанные со сложностью и открытостью социально-экономических систем. Современное представление о развитии сложных систем предполагает чередование этапов относительно устойчивого развития с приближенным к критическому состоянию, в котором происходят качественные изменения и осуществляется переход к новым структурам их организации и управления. При этом случайные колебания могут иметь решающее значение при выборе дальнейшего развития системы при нахождении ее в критическом состоянии. Определение возможных альтернатив траектории развития системы в данных состояниях становится одной из основных задач прогнозирования [76, 80, 88].

Исходя из вышеуказанного, можно сформировать методологическую основу современного территориального и отраслевого прогнозирования:

- наличие периодов развития, характеризующихся устойчивостью, постепенным нарастанием противоречий, наступлением кризисного состояния и переходом к системе организации с новыми качествами,
- наличие множества субъектов управления с противоречивыми интересами и ресурсами, которые оказывают существенное влияние на развитие системы,

- необходимость системного исследования прямых и обратных связей между отраслями и территориальной экономикой, диктуемых экономическими и социальными аспектами развития системы,
- наличие внешних факторов ввиду открытости систем,
- необходимость выявления слабых факторов, которые могут оказать существенное влияние на траекторию развития системы при ее приближении к критическому состоянию.

Данная методологическая основа выдвигает новые требования к методам экономико-математического прогнозирования и планирования, а также надежности и детализации формируемых прогнозов. При этом основой прогнозирования развития энергосистем должен оставаться балансовый метод, ценность которого заключается в возможности установления связей между будущими потребностями территориальных образований в энергетических ресурсах и продукции с потенциалом их производства и транспорта. Формируемые балансы эффективны для выявления диспропорций в энергосистеме и неиспользованных резервов, обоснования количественного и структурного расширения ресурсной базы в рассматриваемом периоде, а также хорошо вписываются в существующую систему территориального стратегического планирования.

Многие исследователи [76, 80, 128, 201, 211] при прогнозировании развития территориальных энергосистем разрабатывают и проводят анализ топливно-энергетических балансов на рассматриваемый период, что позволяет им составлять достоверные прогнозы. Вместе с тем, открытость и наличие множества связей между территориальными энергосистемами, а также невозможность исключить из расчета различные неустановленные потери вносят ограничения на применение данного метода.

В качестве направлений развития методов досрочного прогнозирования на основе топливно-энергетических балансов следует отметить:

- потребность в более точном учете неопределенности, вызванной внешними факторами, что требует применения вероятностного подхода к рассмотрению параметров баланса,
- необходимость в более детальном рассмотрении вариантов развития, что возможно обеспечить с помощью применения сценарного подхода, который позволяет учитывать резкие изменения состояния системы,
- необходимость учета технологической составляющей в траектории развития систем (как в энергопотреблении, так и производстве), что возможно на основе применения современных методов экспертных оценок и построения отраслевых технологических траекторий,

- необходимость учета возможности возникновения новых форм экономических отношений в энергетике, вызванных как институциональными (глобализация и либерализация энергорынков), так и производственно-технологическими факторами (совершенствование технологий производства, передачи, распределения и потребления энергетической продукции), что требует разработки новых методов исследования.

Несмотря на преимущества прогнозирования на основе топливно-энергетических балансов, как отмечается в Энергетической стратегии, на практике на территориальном уровне его широкого использования при решении задач управления энергетическим комплексом не происходит, что, в частности, связано с проблемой получения необходимой информации для его составления и обеспечения ее надежности. В качестве альтернативы или дополнения к балансовому методу можно использовать сценарный подход, позволяющий на основе составления нормативных сценариев разрабатывать планы поэтапного достижения целей территориального образования в виде цепи событий и необходимых ресурсов. Достоинством данного метода является ориентация на качественную динамику, а не на исследование тенденций изменений количественных показателей, что позволяет на основе мониторинга внешней среды выявлять на ранней стадии колебания факторов, которые в долгосрочном периоде могут привести к существенному изменению траектории развития энергосистемы.

### 3.2 Моделирование системы топливообеспечения территориально-административного образования

#### 3.2.1 Структура и взаимозаменяемость топливно-энергетических ресурсов

Топливо-энергетические ресурсы представляют собой совокупность энергоносителей, запасенная энергия которых при существующем уровне технологического развития доступны для использования в народном хозяйстве. Они включают в себя энергоресурсы, получаемые непосредственно из природных источников (первичные энергоресурсы), и являющиеся побочным продуктом основного производства (побочные энергоресурсы). Первичные и вторичные энергоресурсы используются для производства энергетической продукции в виде электроэнергии и тепла, которые являются произведенными топливно-энергетическими ресурсами (рисунок 3.4).

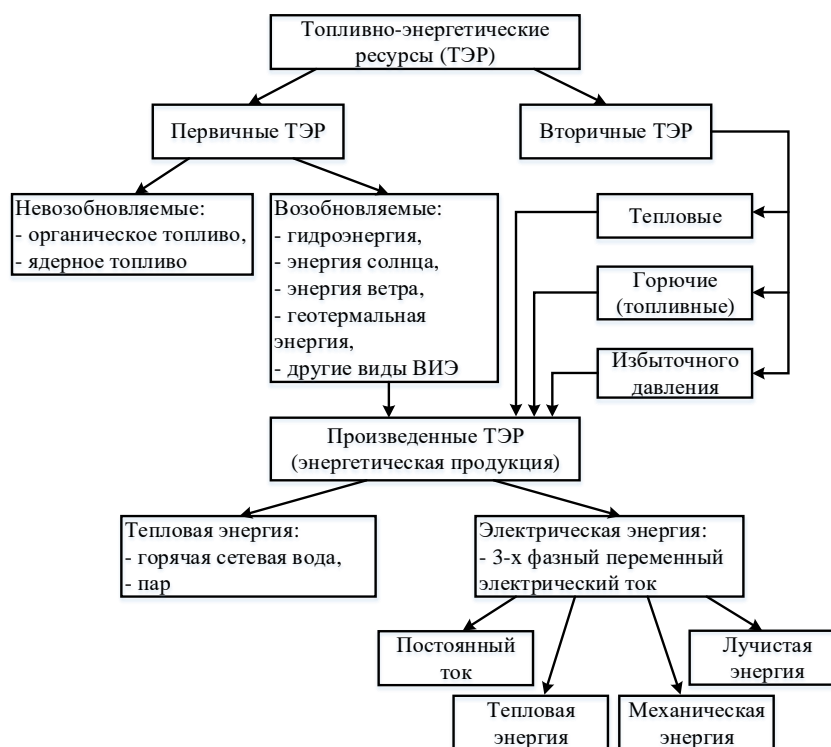


Рисунок 3.4 – Структура топливно-энергетических ресурсов

Источник: разработано автором на основании [177, 211, 219]

Структуру производства и потребления топливно-энергетических ресурсов на территориальном уровне описывает топливно-энергетический баланс, представляющий собой систему экономических показателей, выраженных в условных единицах, отражающих соотношения поступающих вследствие добычи и импорта энергоресурсов и убывающих вследствие их потребления на месте или экспорте (таблица 3.7). Он позволяет определить степень обеспеченности топливно-энергетическими ресурсами энергосистемы, возможности создания новых производств на той же топливно-энергетической базе и экспорта энергоресурсов на соответствующий период.

Таблица 3.7 – Структура топливно-энергетического баланса

Приход энергоресурсов, млн т.у.т.	Расход энергоресурсов, млн т.у.т.
Добыча и производство энергоресурсов	Преобразование энергоресурсов в другие виды энергии
Запасы энергоресурсов на конец года	Расходы энергоресурсов на производственные и прочие нужды
Импорт энергоресурсов	Экспорт энергоресурсов

Источник: разработано автором

Как отмечалось ранее, основные производственные мощности территориальных общеэнергетических систем представлены тепловыми электростанциями, основным топливом которых являются природный газ (60%) и энергетический уголь (30%).

С позиции экономики энергетики уголь и газ являются взаимозаменяемыми энергетическими ресурсами, для которых свойственна межтопливная конкуренция [67, 76, 96]. На уровне энергосистемы данная конкуренция проявляется как в текущем, так и долгосрочном периоде. Если в текущем периоде она мало заметна ввиду небольшого распространения мультитопливного оборудования и существенных ограничений на переключения мощностей по топливному признаку, то в долгосрочном периоде проявляется достаточно сильно. На длительном интервале межтопливную конкуренцию определяет потребитель в рамках принимаемых инвестиционных решений, направленных на выбор состава оборудования для теплоэлектростанции (на 20-30 лет) с целью производства энергетической продукции. На основе инвестиционных проектов сопоставляются производственные затраты по различным технологиям производства с учетом прогнозных цен на конкурирующие топлива, стоимости оборудования, доходной части, конкурентных преимуществ, получаемых на энергорынках, экологических ограничений и рисков нарушения надежного топливообеспечения.

В целом конкуренция между углем и газом проявляется в следующих потребительских характеристиках [76, 96, 215, 290]:

- Теплотворная способность топлива. Характеризует количество теплоты, выделяемой при сжигании единицы топлива. Природный газ при сжигании выделяет в среднем на 30% больше теплоты, чем энергетические угли.
- КПД технологий производства энергетической продукции. КПД существующих и перспективных угольных технологий производства значительно ниже КПД существующих и перспективных газовых технологий (на 6-10%).
- Капиталовложения на ввод единицы мощности. Объем инвестиций в единицу установленной мощности тепловых электростанций на угле существенно превышает инвестиции на газе (на 40-50%) (для перспективных технологий с учетом мероприятий по снижению выбросов в окружающую среду разница доходит до 75%).
- Маневренность производственных мощностей. Характеризуется регулировочным диапазоном мощности и ее скоростью запуска, изменения и остановки, которые являются важными конкурентными производственными параметрами, определяющими способность станции работать в различных торговых секторах энергорынка (в условиях неравномерности спроса). ТЭС на угле разгружаются на 20% меньше, требуют для

запуска мощности в 8 раз больше времени, набирают нагрузку в 5-8 раз медленнее, чем ТЭС на газе.

- Экологичность. ТЭС на угле в разы превышают по выбросам вредных веществ ТЭС на газе. Также для них существует проблема с золоотвалами, требующая утилизации.
- Стоимость. Цена на уголь ниже, чем на газ в большинстве регионов. Но при этом в пересчете на теплотворную способность соотношение цен в среднем по стране составляет 1:1. Минимальное соотношение цен газ/уголь соответствует регионам Центрального федерального округа (0,9), максимальное – приходится на угледобывающие регионы Сибирского федерального округа. Также следует отметить, что на стоимость угля существенно влияют железнодорожные перевозки, которые на данный момент субсидируются (существующие тарифы покрывают только 50% затрат на перевозку угля).

В таблице 3.8 приведены обобщенные данные по потребительским характеристикам газа и угля относительно энергосистемы.

Таблица 3.8 – Обобщенные данные по потребительским характеристикам природного газа и энергетического угля относительно энергосистемы

Характеристика	Природный газ	Энергетический уголь
Теплотворная способность	8000 ккал/м <sup>3</sup>	4277 - 6993 ккал/кг
КПД технологий производства энергетической продукции	38-40% (паротурбинные энергоустановки) 50-60% (парогазовые энергоустановки)	30-32% (паротурбинные энергоустановки) 45-46% (энергоблоки на сверхкритических параметрах)
Удельные капиталовложения	700 долл./кВтч (КЭС) 1150 долл./кВтч (ТЭЦ)	1050 долл./кВтч (КЭС) 1650 долл./кВтч (ТЭЦ)
Удельная себестоимость отпуска электроэнергии	1,6-2,55 цент./кВтч 1,6-2,8 цент./кВтч (когенерационные энергоустановки)	2,4-3,3 цент./кВтч
Маневренность производственных мощностей	Разгрузка – до 60% от номинальной мощности Время запуска – 8-48 часов Скорость набора нагрузки – 15-25 МВт/мин	Разгрузка – до 40% от номинальной мощности Время запуска – менее 1 часа Скорость набора нагрузки – 3 МВт/мин
Годовые выбросы (при мощности 1 ГВт)	NO <sub>x</sub> – 12 тыс т. CO <sub>2</sub> – 3,8 млн т.	SO <sub>x</sub> – 139 млн т. NO <sub>x</sub> – 20,8 тыс т. CO <sub>2</sub> – 6,5 млн т. твердые частицы – 4,4 тыс т. шлак и зола – 0,2 млн т.
Соотношение цен на газ/уголь в пересчете на теплотворную способность	0,9 -1,8 (в среднем по стране– 1,0)	

Источник: разработано автором на основании [67, 76, 96, 165, 215]



Как видно, на текущий момент энергетические угли для большинства регионов не являются взаимозаменяемыми природному газу ввиду их низкой конкурентоспособности. Вместе с тем, в долгосрочном периоде в условиях ожидаемого повышения цен на газ при стимулировании инвестиций в угольную генерацию и повышении их КПД, а также сохранении субсидирования железнодорожных перевозок угля спрос на рынке угля будет расти.

На рисунке 3.5 приведена структура удельной себестоимости производства электроэнергии при высокой и низкой цене на уголь и газ.

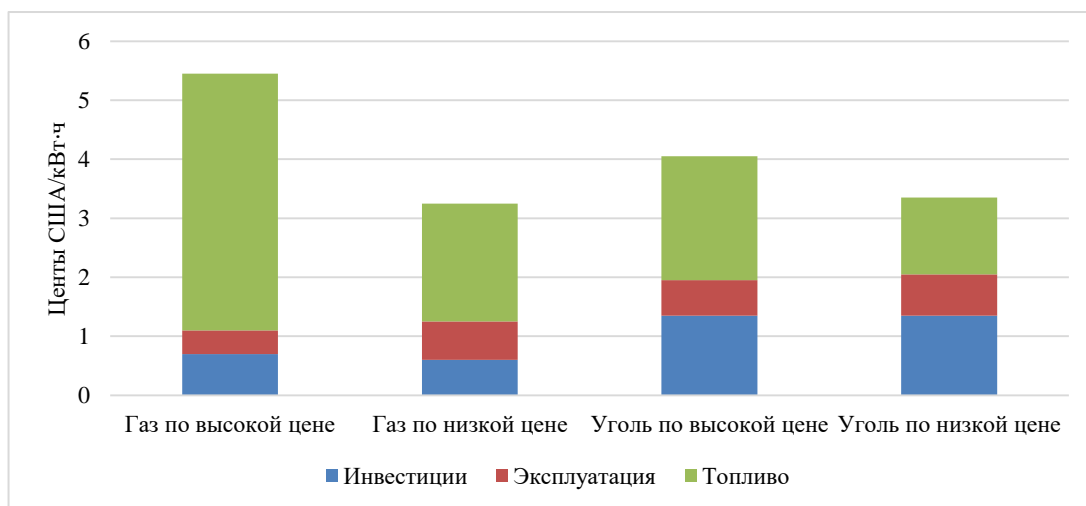


Рисунок 3.5 – Структура удельной себестоимости производства электроэнергии при высокой и низкой цене на уголь и газ

Источник: разработано автором на основании [76, 165, 215]

Межтопливная конкуренция является необходимым условием взаимозаменяемости энергетических ресурсов. Она определяет формирование цен на энергетические ресурсы и выбор технологий производства энергетической продукции, способствует освоению местных видов топлив, диверсификации топливно-энергетических балансов регионов и повышению уровня их энергетической безопасности.

### 3.2.2 Модели и методы ценообразования на рынках топливно-энергетических ресурсов

Системы топливообеспечения территориально-административных образований охватывают процессы снабжения территориальных энергосистем топливно-энергетическими ресурсами. Основными видами топлива являются природный газ, энергетический уголь и нефть (мазут). Газ, уголь – основное, мазут – резервное топливо.

Для рынка газа характерна централизованная модель ценообразования, когда цены для потребителя подлежат государственному регулированию (по ценовым поясам) и зависят от дальности транспортировки от центра добычи (рисунок 3.6).



Рисунок 3.6 – Модель рынка природного газа

Источник: разработано автором на основании [15, 76, 97, 174]

Отличительной чертой рынка газа является наличие двух видов монополий. Первой монополией является вертикально-интегрированная структура ПАО «Газпром», которая включает добычу, магистральный транспорт и оптовую реализацию природного газа. Вторую монополию представляют горизонтальные структуры – газораспределительные организации (ГРО), транспортирующие газ по распределительным газопроводам и предоставляющие услуги по газораспределению на региональных рынках продаж.

На сегодняшний день оптовые цены на газ формируются органом государственного регулирования ФАС для ПАО «Газпром» в виде устанавливаемого коридора цен для заключения контрактов со всеми потребителями, кроме населения. При этом регулируемые цены дифференцируются по ценовым поясам и ограничены снизу оптовой ценой с учетом среднего темпа роста оптовых цен, а сверху значением нижней границы, увеличенной на 10% (устанавливается ФАС).

Независимые производители газа реализуют топливо на оптовом рынке по нерегулируемым ценам на основе механизма биржевой торговли газом. Для независимых поставщиков газа задаются дифференцированные тарифы на транспорт газа по магистральным трубопроводам.

Цены для газораспределительных и сбытовых организаций, действующих на розничных рынках продаж, устанавливаются государством в рамках тарифной политики. Также установлены единые по стране уровни тарифов на снабженческо-сбытовые услуги для промышленных потребителей.

Таким образом, обобщая вышеуказанное, цена на природный газ для конечного потребителя складывается из цен на оптовом рынке (с учетом акциза), тарифов на услуги газораспределительных организаций и предельных уровней цен на розничном рынке (сбытовых организаций). При этом на территориальном уровне тарифы для населения занижены и дотируются за счет включения акциза в оптовую цену газа и перекрестного субсидирования с промышленными потребителями.

Цена на оптовом рынке (на конце магистрального газопровода) включает себестоимость добычи газа, затраты на транспорт, акциз и прибыль ПАО «Газпром». При этом транспортные затраты в 2-3 раза превышают затраты на добычу природного газа. Акциз составляет 30% от цены реализации [76, 97, 215].

Развитие рынка газа согласно Энергетической стратегии ориентировано на либерализацию оптовых цен на природный газ с сохранением регулирования тарифов на транспорт. С начала 2018 года согласно действующему законодательству должен был быть осуществлен переход от регулируемых оптовых цен на газ к свободным, но пока этого не происходит. При этом уже внедрены элементы биржевой торговли (двусторонний встречный аукцион и режим заключения договоров на основании адресных заявок по фиксированной цене на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже (СПбМТСБ)) и идет активное обсуждение с ФАС отказа от регулирования по нижней границе коридора цен на газ для ряда регионов. Тем не менее, реализация мероприятий по либерализации оптовых цен постепенно ведет к формированию Федерального оптового рынка газа (ФОРГ), модель которого представлена на рисунке 3.7. В данном случае оптовая цена будет определяться как совокупность цен приобретенного газа на бирже (в том числе услуги брокера), транспорта газа по магистральным газопроводам от балансового пункта (узла покупки) до газораспределительной станции и услуги клиринговой компании. При этом сохраняется регулирование цен на транспорт газа и для категории потребителей, приравненных к населению.

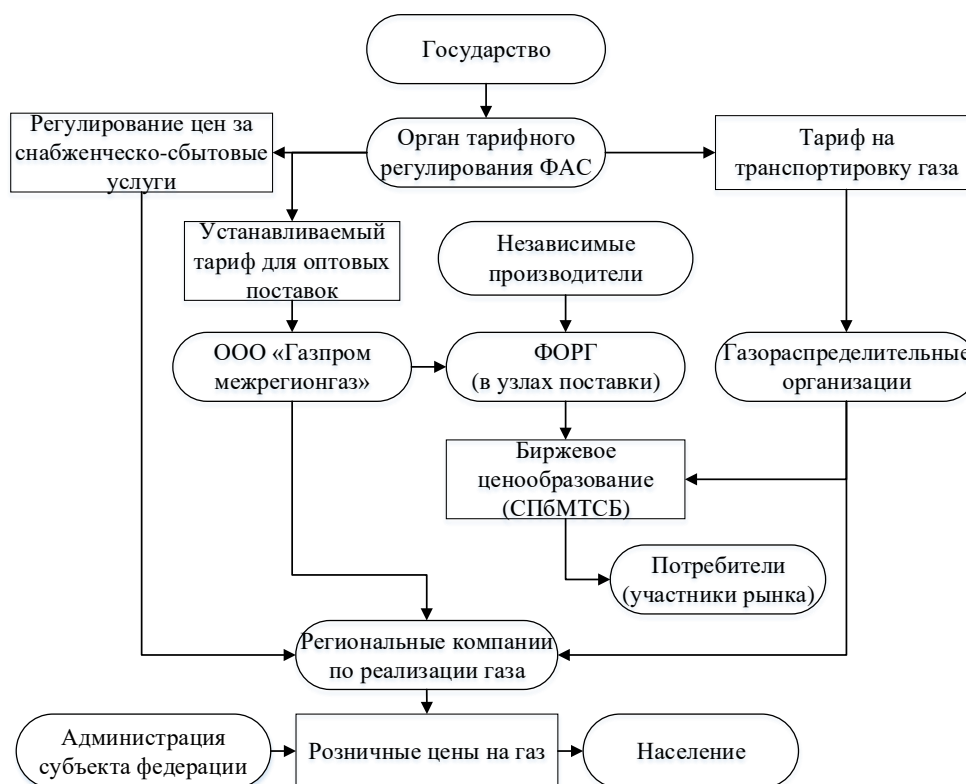


Рисунок 3.7 – Модель Федерального оптового рынка газа

Источник: разработано автором на основании [76, 79, 174]

В отличие от рынка природного газа на рынок энергетических углей торги осуществляются по свободным ценам. Основным механизмом ценообразования являются свободные договоры на реализацию угля, заключаемые по следующим схемам [67, 96]:

- Прямые договоры закупки. Предполагают снабжение углем потребителей непосредственно угледобывающими предприятиями. Данная схема справедлива, в первую очередь, для угледобывающих регионов.
- Договоры через посредника. Предполагают снабжение углем потребителей от углеснабжающих компаний, осуществляющих закупку угля у угледобывающих предприятий. При этом снабжение углем потребителей в зависимости от возможности формирования конкурентных условий на региональных топливных рынках может осуществляться как на основе единой углеснабжающей компании (обеспечивает полностью углем территориальное образование), так и нескольких независимых поставщиков угля.
- Договоры на основе организации тендеров. Предполагают проведение конкурсных торгов с целью минимизации цены договора. Договор заключается с углеснабжающей компанией, предложившей наилучшие условия поставки для потребителя.

Осуществляется для крупных промышленных потребителей и потребителей, функционирующих с государственным участием, на основе специализированных электронных площадок.

Предполагается в ближайшие годы внедрение на рынке угля биржевых механизмов ценообразования на основе площадки СПБМТСБ. Вместе с тем, есть ряд сложностей с запуском торговой биржи углей, что связано с неоднородностью угля как товара. На данный момент в качестве переходного периода введено обязательное правило регистрации внебиржевых договоров на уголь при объеме сделки более 60 тонн в системе СПБМТСБ, на основе которых выполняется расчет территориальных индексов цен различных марок углей (рисунок 3.8).

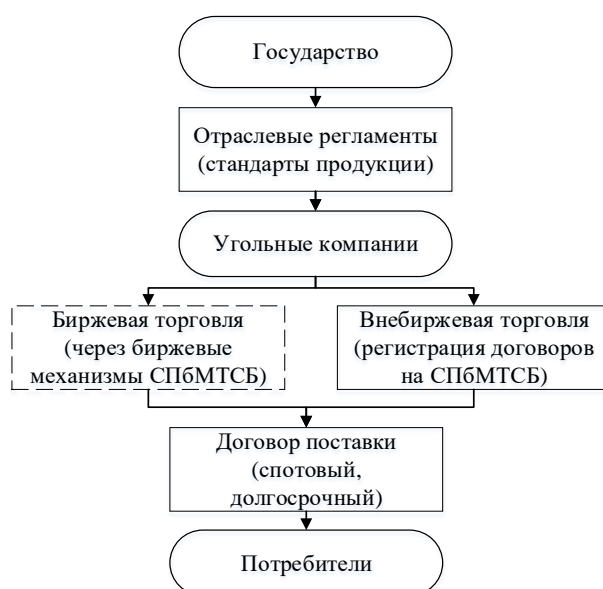


Рисунок 3.8 – Модель рынка энергетических углей

Источник: разработано автором

Рынок энергетических углей является торговым сегментом общего рынка углей, основными потребителями которого являются энергопредприятия (ТЭС мощностью 1 ГВт при КИУМ=50% потребляют более 1,6 млн тонн в год высококачественных углей (более 70 вагонов день при грузоподъемности в 60 тонн)). При этом, как указывалось выше, энергетические угли являются неоднородным сырьевым товаром, которому соответствуют различные маркировки в зависимости от качеств, которыми он обладает. Разнообразие качественных характеристик энергетических углей вынуждает потребителей ориентироваться на определенные угольные месторождения или отдельные угледобывающие компании. В таблице 3.9 представлены

основные маркировки углей, которые используются для производства энергетической продукции [76, 96].

Таблица 3.9 – Характеристики энергетических углей, применяемых для топливообеспечения генерирующих предприятий

Марка углей	Описание углей	Теплота сгорания, ккал/кг	Усредненная цена, руб/т.	Потенциальный заменитель
Производство электроэнергии (преимущественно)				
СС	каменный слабоспекающийся	6000-6800	1800	Г, Д
Т	каменный тощий	6000-7500		СС
Производство тепла (преимущественно)				
Б2, Б3	бурый	4200-6600	900	Г, Д
Г	каменный газовый	5800-6500	1630	Б2, Б3, СС
Д	каменный длиннопламенный	5200-6200	1450	Б2, Б3, СС
А	антрациты	6400-7900	6500	Г, Д

Источник: разработано автором на основании [76, 96, 290]

Необходимо отметить, что применительно к генерирующим предприятиям, рынок энергетических углей может эффективно функционировать только при условии возможности использования (близкого к равноценному) генерирующим оборудованием различных марок угля разных месторождений. Это обусловлено значительным влиянием на процесс производства энергетической продукции марочного состава угля, его теплоты сгорания, а также других показателей (содержание летучих веществ, влаги, серы, золы и т.д.), свойственных конкретному месторождению. Можно говорить о том, что для энергопредприятий энергетические угли идентифицируются исходя из места их добычи ввиду зависимости эффективности процесса производства от базового варианта углеобеспечения генерации.

Как отмечалось выше, на рынке энергетических углей установлено свободное ценообразование. Оптовая цена для производителя на уголь будет определяться из себестоимости добычи, прибыли и налогооблагаемой базы угледобывающего предприятия. Себестоимость во многом зависит от природных условий, технологии добычи и степени разработанности месторождения.

Также при формировании рыночной цены большое значение играет точка реализации продукции. На уголь устанавливается цена франко-станции отправления, включающая в себя затраты на транспорт до пункта отправления. Расходы на транспорт до пункта назначения уже несет потребитель. Отсюда оптовая цена для потребителя будет состоять их оптовой цены производителя в точке отправления угля и расходов по его перевозке (обычно расходы на

перевозку составляют 50% от стоимости добычи). Несмотря на слабую конкурентоспособность энергетических углей как топлива в сравнении с природным газом, для него также характерна тенденция роста цены. Ситуацию выравливает политика субсидирования перевозок угля и в целом угольной отрасли.

Развитие модели рынка энергетических углей направлено на дальнейшую либерализацию экономических отношений в отрасли с целью создания условий для повышения ее эффективности и самостоятельного развития без государственных дотаций и субсидий. На данный момент согласно программе развития угольной промышленности на период до 2030 года стоит актуальная задача развития и совершенствования конкурсных закупок угля (на основе конкурсных торгов и биржевых механизмов) для тепловых электростанций, что должно повысить эффективность топливоснабжения энергосистемы за счет оптимизации цены топлива и развития альтернативных вариантов углеобеспечения.

Исходя из проведенного анализа составленных моделей рынков природного газа и энергетических углей и выявленных перспектив их развития, можно выделить следующие методы ценообразования на рынках топливно-энергетических ресурсов, которые будут применяться в их торговых секторах в средне- и долгосрочной перспективе (таблицы 3.10 и 3.11).

Таблица 3.10 – Основные методы формирования цены на природный газ для базовых и перспективных торговых секторов рынка газа

Формирование цены	Модель торгового сектора рынка газа	
	Централизованная	Биржевая модель (двухсторонний встречный аукцион)
по стадии формирования цены		
Оптовая цена (производителя)	себестоимость добычи + затраты на транспорт по магистральным сетям + акциз + прибыль (в границах коридора цен)	биржевая цена производителя
Цена приобретения (посредника)		биржевая цена покупателя + затраты на транспорт по магистральным сетям + стоимость услуг клиринговой компании
Розничная цена (потребителя)	регулируемая оптовая цена + тариф газораспределительных организаций + тариф на снабженческо-сбытовые услуги	цена приобретения + тариф газораспределительных организаций + тариф на снабженческо-сбытовые услуги
по месту реализации товара		
Цена франко-станция назначения	себестоимость добычи + затраты на транспорт по магистральным линиям + акциз + прибыль ПАО «Газпром» (регулируемая оптовая цена)	биржевая цена покупателя + затраты на транспорт по магистральным сетям от балансового пункта (места покупки) до газораспределительной станции

Источник: разработано автором

Таблица 3.11 – Основные методы формирования цены на энергетические угли для базовых и перспективных торговых секторов рынка углей

Формирование цены	Модель торгового сектора рынка углей	
	Свободная (прямые, посреднические, тендерные договоры)	Биржевая модель (двухсторонний встречный аукцион)
по стадии формирования цены		
Оптовая цена (производителя)	себестоимость добычи + затраты на транспорт до пункта отправления + прибыль	биржевая цена производителя
Цена приобретения (посредника)	свободная оптовая цена + надбавка посредника	биржевая цена покупателя + затраты на транспорт до пункта отправления + стоимость услуг клиринговой компании
Розничная цена (потребителя)	цена приобретения + тариф на перевозки + торговая надбавка (устанавливается под влиянием факторов спроса и предложения)	цена приобретения + тариф на транспорт до пункта назначения + торговая надбавка
по месту реализации товара		
Цена франко-станция отправления	себестоимость добычи + затраты на транспорт до пункта отправления + прибыль (свободная оптовая цена)	биржевая цена покупателя + затраты на транспорт до пункта отправления

Источник: разработано автором

### 3.2.3 Разработка прогнозной экономико-математической модели системы топливообеспечения при различных методах ценообразования на энергоресурсы

Как было показано выше, общеэнергетическую систему можно представить в виде иерархии подсистем, на нижнем уровне которых находится подсистема топливообеспечения. При функционировании общеэнергетической системы на органическом топливе ключевой задачей подсистемы топливообеспечения является организация надежного, непрерывного и экономичного снабжения производственных подсистем, обеспечивающих потребителей теплом и электроэнергией. В качестве основного топлива выступают природный газ и уголь, резервного – мазут.

При моделировании системы топливообеспечения на территориальном уровне с целью составления ее прогнозного баланса будем учитывать:

- Межтопливную конкуренцию между природным газом и энергетическими углями, взаимовлияние которых характеризуется перекрестной эластичностью спроса по цене. Объем спроса выражается в тоннах условного топлива с учетом различной теплотворной способности газа и углей.
- Взаимозаменяемость природного газа и энергетических углей для энергосистемы в некоторой временной перспективе.



- Наличие внешних (импорт) и внутренних (местных) источников топлива. При этом предполагаем, что внешние источники характеризуются производственными затратами и затратами на транспорт, а местные источники – производственными и инвестиционными затратами (ввиду их низкой степени освоения).
- Производственные затраты характеризуются функцией падающей эффективности затрат ввиду того, что последующая произведенная тонна условного топлива будет стоить дороже чем предыдущая.
- Возможно применение различных методов ценообразования в рассматриваемой перспективе. При этом для газа справедлива централизованная и биржевая модели формирования цены, а для угля – свободные договоры и биржевые торги.

Тогда систему топливообеспечения можно представить в виде модели (рисунок 3.9).

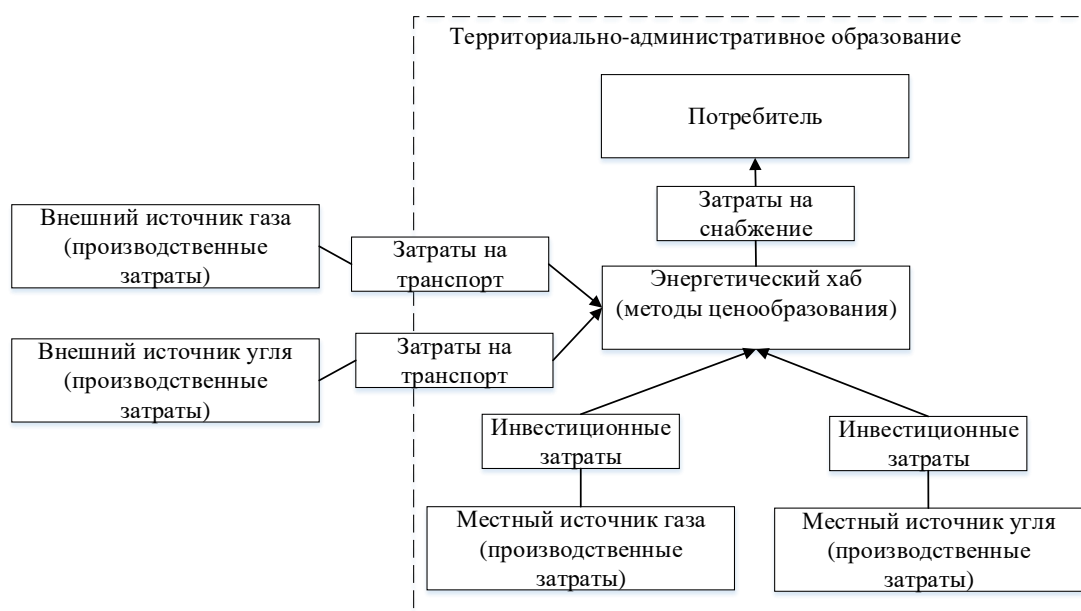


Рисунок 3.9 – Экономическая модель системы топливообеспечения

Источник: разработано автором

Согласно данной модели энергетические ресурсы реализуются через энергетический хаб, в рамках которого применяются различные методы ценообразования, актуальные для рассматриваемых видов энергоносителей. Считается, что в рассматриваемой перспективе балансовая структура системы топливообеспечения стремится к минимизации стоимости топлива для энергосистемы с учетом ограничений применяемых методов ценообразования для соответствующих видов энергоносителей. Так при централизованном методе ценообразования стоимость топлива будет определяться нижней границей коридора регулируемой оптовой цены (как средняя по регулируемым оптовым ценам, включающих себестоимость добычи +

транспорт + налог). При методе ценообразования на основе свободных договоров при проведении тендера стоимость топлива образуется на основе кривой предложения и, соответственно, минимальной цены, сформировавшейся при проведении конкурсных торгов между производителями. При биржевых торгах цена определяется как кривой предложения, так и кривой спроса согласно алгоритму биржевого стакана.

В зависимости от горизонта прогнозирования справедливы различные подходы к составлению прогнозного баланса системы топливообеспечения. Так при среднесрочном горизонте прогнозирования структура потребления во многом определена производственно-технологическими ограничениями энергосистемы, но при этом меняется под действием межтопливной конкуренции с учетом применяемых методов ценообразования на рынках топлива. В долгосрочных прогнозах структуре потребления свойственна высокая неопределенность. Отсюда рынки топлив можно рассматривать как единый энергорынок, на котором конкурируют не виды топлива как таковые, а конкретные ценовые предложения, зависящие от разработанности месторождений.

Алгоритм составления прогноза балансовой структуры системы топливообеспечения на среднесрочную перспективу представлен на рисунке 3.10.

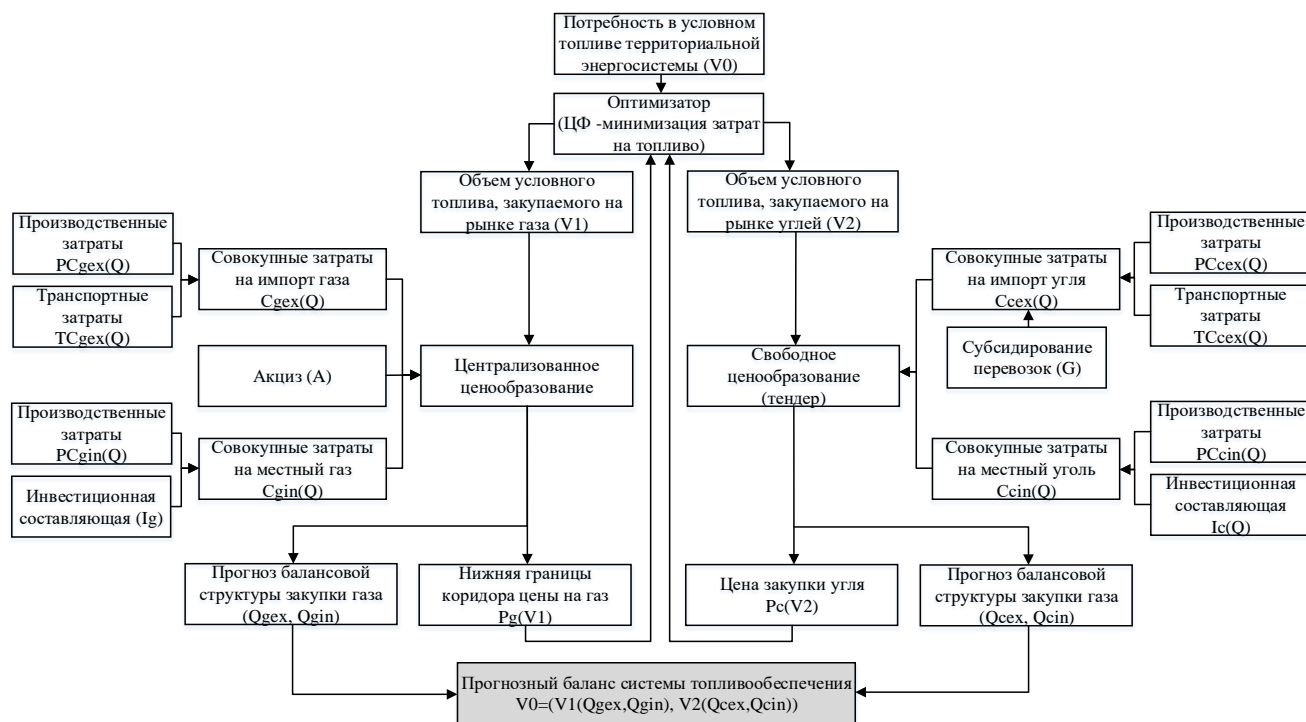


Рисунок 3.10 – Алгоритм прогнозирования балансовой структуры системы топливообеспечения на среднесрочную перспективу

Источник: разработано автором

Как показал проведенный анализ, основными методами формирования цены на данном горизонте прогнозирования будут являться централизованное и свободное ценообразование. Централизованное ценообразование является основой рынка природного газа, в то время как свободное ценообразование определяет функционирование рынка энергетических углей.

Централизованное ценообразование на рынке газа выражено в формировании коридора цен на природный газ. Особое влияние на стоимость газа оказывает нижняя граница цены коридора, которая определяется как средняя величина по регулируемым оптовым ценам с учетом акциза:

$$P_g(Q) = \frac{1}{2Q} [C_{gex}(Q) + C_{gin}(Q)](1 + A) \quad (3.1)$$

где  $C_{gex}(Q), C_{gin}(Q)$  - общие затраты внешних и местных источников топливоснабжения,  $A$  - акциз.

Как было принято при моделировании, общие издержки внешних источников определяются производственными и транспортными затратами, а местные – инвестиционными и производственными затратами. Включение инвестиционных затрат указывает на необходимость освоения и разработки местного месторождения. В свою очередь, производственные затраты характеризуются функцией падающей эффективности затрат, указывающей на постепенное снижение отдачи месторождения. Тогда в общем виде совокупные затраты внешних и местных источников природного газа можно описать как:

$$C_{gex}(Q) = TC_{gex}(Q) + PC_{gex}(Q) = a_{gex} \cdot Q + b_{gex} \cdot Q^n, n > 1 \quad (3.2)$$

где  $TC_{gex}(Q), PC_{gex}(Q)$  - функции транспортных и производственных затрат на топливообеспечение от внешних источников.

$$C_{gin}(Q) = I_{gin} + PC_{gin}(Q) = I_{gin} + b_{gin} \cdot Q^n, n > 1 \quad (3.3)$$

где  $PC_{gin}(Q)$  - функция производственных затрат на топливообеспечение от местных источников,  $I_{gin}$  - инвестиционные затраты.

На рисунке 3.11 представлены функции общих затрат топливоснабжения от внешнего и местного источника и соответствующий им прогноз распределения объема производства при централизованном ценообразовании.

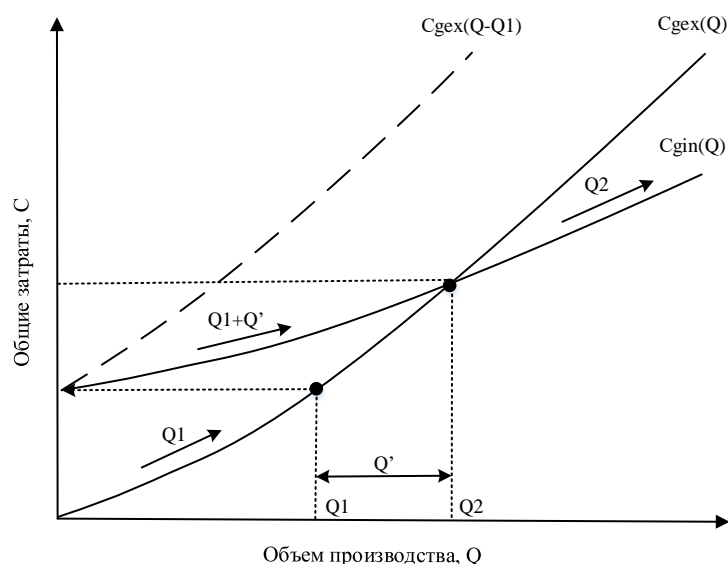


Рисунок 3.11 – Прогноз распределения объема топливоснабжения от внешнего и местного источника природного газа при централизованном ценообразовании

Источник: разработано автором

Согласно приведенному графику, при прогнозируемой потребности в топливе  $Q < Q_1$  с позиции общих затрат целесообразно использовать имеющийся внешний источник топливообеспечения. При  $Q_1 \leq Q \leq Q_2$  наилучшим вариантом является топливоснабжение от внешнего источника в объеме  $Q_1$  и покрытие остатка потребности  $Q'$  за счет разработки местного источника топливообеспечения. При  $Q > Q_2$  осуществляется полный переход на удовлетворение потребности в топливе с помощью местного источника.

Отсюда формирование нижней границы цены на газ можно представить в виде следующей кусочно-заданной функции:

$$P_g(Q) = \begin{cases} \frac{C_{gex}(Q)}{Q} [1 + A], Q < Q_1 \\ \frac{C_{gex}(Q_1)[Q - Q_1] + C_{gin}(Q - Q_1) \cdot Q_1}{2Q_1(Q - Q_1)} [1 + A], Q_1 \leq Q \leq Q_2 \\ \frac{C_{gin}(Q)}{Q} [1 + A], Q > Q_2 \end{cases} \quad (3.4)$$

Свободное ценообразование, справедливое для рынка энергетических углей, заключается в формировании конкурентных предложений источников топливообеспечения для удовлетворения объема спроса потребителя.

Общие затраты внешних и местных источников энергетических углей можно представить следующим образом:

$$C_{cex}(Q) = TC_{cex}(Q) + PC_{cex}(Q) = (a_{cex} - d) \cdot Q + b_{cex} \cdot Q^m, m > 1 \quad (3.5)$$

где  $TC_{cex}(Q), PC_{cex}(Q)$  - функции транспортных и производственных затрат на топливообеспечение от внешних источников,  $d$  - объем субсидий на единицу перевезенного топлива.

$$C_{cin}(Q) = I_{cin} + PC_{cin}(Q) = I_{cin} + b_{cin} \cdot Q^m, m > 1 \quad (3.6)$$

где  $PC_{cin}(Q)$  - функция производственных затрат на топливообеспечение от местных источников,  $I_{cin}$  - инвестиционные затраты.

В общем случае для определения цены рынка и распределения объема топливообеспечения между несколькими источниками необходимо проводить исследование совокупной кривой предложения, которую можно получить путем горизонтального суммирования кривых удельных общих издержек источников топлива (рисунок 3.12).

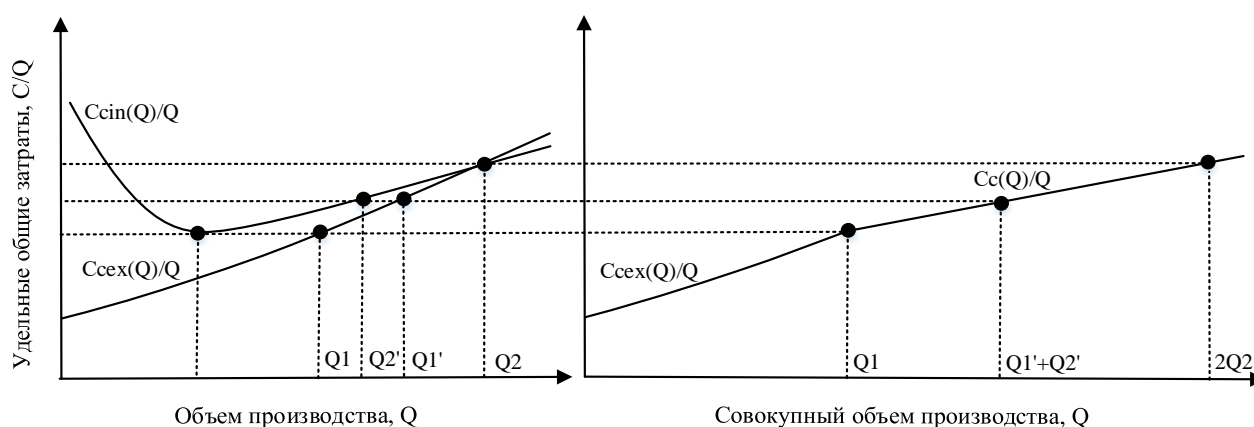


Рисунок 3.12 – Прогноз распределения объема топливоснабжения от внешнего и местного источника энергетических углей при свободном ценообразовании

Источник: разработано автором

При прогнозируемой потребности в топливе  $Q < Q_1$  наблюдается монопольное положение на рынке существующего внешнего источника топливообеспечения. При увеличении потребности в топливе  $Q > Q_1$  на рынке возникает конкуренция между внешними источниками и разрабатываемыми местными источниками, выражаемая в повышении пологости кривой предложения и, соответственно, снижением роста цены:

$$C_c(Q) = C_c(Q_{cex}(C) + Q_{cin}(C)), Q_{cex} + Q_{cin} = Q \quad (3.7)$$

где  $Q_{cex}(C), Q_{cin}(C)$  - обратные функции к функциям общих затрат внешнего и местного источников соответственно.

Формирование свободной цены на уголь будет представлять собой следующую кусочно-заданную функцию:

$$P_c(Q) = \begin{cases} \frac{C_{cex}(Q)}{Q}, & Q < Q_1 \\ \frac{C_c(Q)}{Q}, & Q \geq Q_1 \end{cases} \quad (3.8)$$

При организации свободного ценообразования на основе тендера, заключающегося в конкурентном отборе ценовых предложений, происходит минимизация цены совокупного предложения. Данный процесс можно представить в виде следующей задачи математического программирования:

$$C_c(Q) = \min [C_{cex}(Q_1) + C_{cin}(Q_2)] \quad (3.9)$$

$$\begin{cases} C_{cex}(Q_1) = (a_{cex} - d)Q_1 + b_{cex}Q_1^n \\ C_{cin}(Q_2) = I_{cin} + b_{cin}Q_2^n \\ Q_1 + Q_2 = Q \end{cases}, \quad (3.10)$$

где  $Q$  - объем спроса на топливо при организации тендера,  $Q_1, Q_2$  - объемы предложений внешних и местных источников топлива (искомые переменные).

Приведенная задача является комбинаторной и при наличии многих внешних и местных источников топлива решается с помощью пошаговой оптимизации с применением методов динамического программирования. Согласно подходу, заложенному в основу динамического программирования, считается, что решение, которое нужно принять, будет оптимальным, если оно оптимально относительно результатов предыдущих решений (принцип оптимальности Беллмана). Пошаговую оптимизацию для  $n$  источников можно записать следующим образом:

$$\begin{cases} C_{1,2}(Q) = \min_q [C_1(q) + C_2(Q - q)] \\ C_{1,2,3}(Q) = \min_q [C_{1,2}(q) + C_3(Q - q)] \\ \dots \\ C_{1,2,\dots,n-1}(Q) = \min_q [C_{1,2,\dots,n-2}(q) + C_{n-1}(Q - q)] \\ C_s(Q) = \min_q [C_{1,2,\dots,n-1}(q) + C_n(Q - q)] \end{cases}, \quad (3.11)$$

где  $C_1(q), C_2(q), \dots, C_n(q)$  - функции общих затрат источников,  $Q$  - объем спроса.

Как отмечалось выше, межтопливная конкуренция возможна при обеспечении условия взаимозаменяемости природного газа и энергетических углей. Взаимозаменяемость газа и угля как товаров характеризуется коэффициентом перекрестной эластичности:

$$E_{cg}(P_g, \Delta P_g) = \frac{\Delta Q_c(\Delta P_g)}{\Delta P_g} \cdot \frac{P_g}{Q_c(P_g)} = Q'_c(P_g) \frac{P_g}{Q_c(P_g)}, E_{cg} > 0, \Delta P_g = P_g + \Delta, \Delta \rightarrow 0 \quad (3.12)$$

где  $E_{cg}(P_g, \Delta P_g)$  - коэффициент перекрестной эластичности, отражающий изменение объема спроса на уголь при изменении цены на газ.

В общем случае перекрестную эластичность спроса по цене можно схематично представить в виде графиков, изображенных на рисунке 3.13.

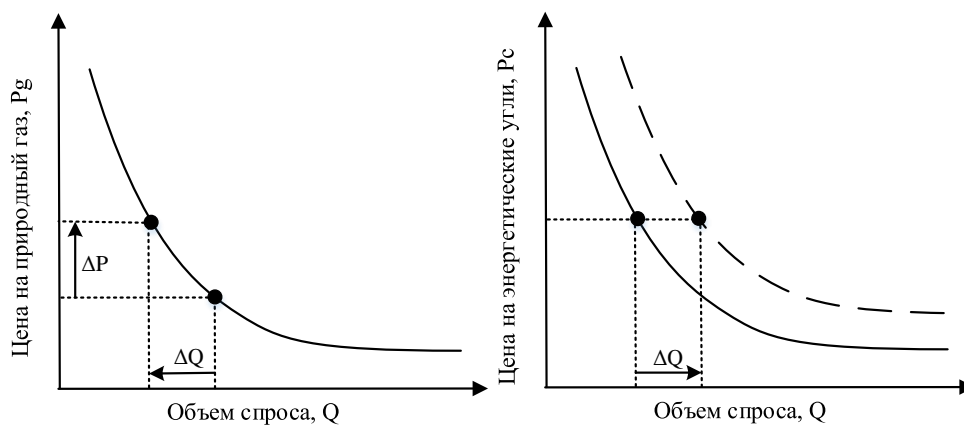


Рисунок 3.13 – Схематичное представление изменения спроса на уголь при изменении цены на природный газ

Источник: разработано автором

Формирование прогнозного баланса топливообеспечения в виде параметров, отражающих соотношения междукупаемыми объемами газа и угля для удовлетворения потребности энергосистемы в топливе, является оптимизационной задачей с критерием минимизации топливных затрат. Ее можно представить в виде следующей задачи математического программирования:

$$C_s(V) = \min [P_g(V_1)V_1 + P_c(V_2)V_2], V_1 + V_2 = V, \quad (3.13)$$

где  $C_s(V)$  - минимальные топливные затраты по энергосистеме при прогнозной потребности в топливе  $V$ ,  $V_1, V_2$  - объемы закупок газа и угля соответственно (искомые переменные).

Результатом проведения оптимизации является прогнозная балансовая структура системы топливообеспечения при централизованном и свободном методах ценообразования и заданной потребности в топливе. На верхнем уровне балансируются объемы закупок по виду топлива (углю и газу), на нижнем уровне – их распределение по внешним и местным источникам топлива:

$$V_0 = V_g^0(Q_{gex}^0, Q_{gin}^0) + V_c^0(Q_{cex}^0, Q_{cin}^0) = Q_{gex}^0 + Q_{gin}^0 + Q_{cex}^0 + Q_{cin}^0, \quad (3.14)$$

где  $V_g^0, V_c^0$  - сбалансированные объемы закупок газа и углей при заданном объеме потребления  $V_0$ ,  $Q_{gex}^0, Q_{gin}^0, Q_{cex}^0, Q_{cin}^0$  - сбалансированное распределение объема закупки между внешними и местными источниками соответственно для газа и углей.

На результаты модельного расчета прогноза балансовой структуры системы топливообеспечения оказывает влияние государственное регулирование межтопливной конкуренции. На рынке природного газа таким инструментом является акциз, повышающий оптовую цену газа, а на рынке энергетических углей – субсидирование перевозок, что, наоборот, снижает стоимость угля. Это позволяет обеспечить необходимый уровень межтопливной конкуренции в условиях, когда газ обладает более высокими качественными характеристиками как товар для потребителя, чем уголь, и, в конечном счете, способствует диверсификации источников топлива, являющейся условием повышения энергетической безопасности (рисунок 3.14).

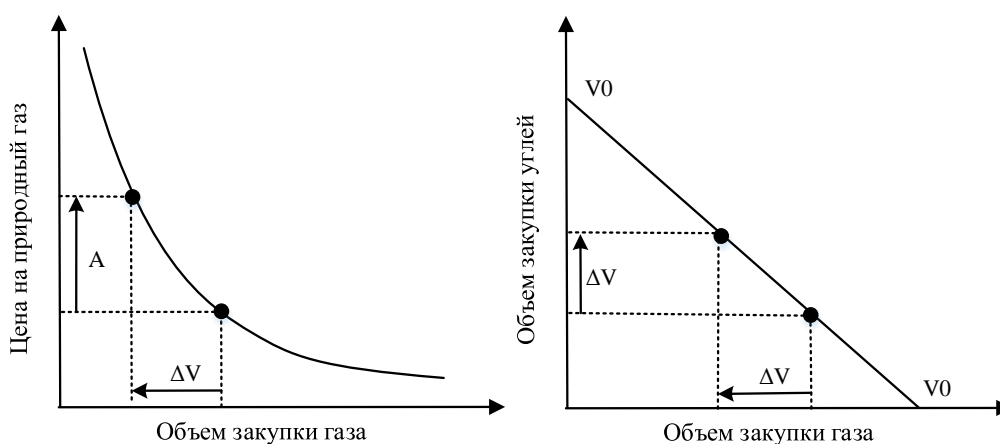


Рисунок 3.14 – Влияние государственного регулирования на прогнозный баланс

Источник: разработано автором



При построении модели прогноза на долгосрочную перспективу будем считать, что на рынках угля и газа применяется свободное ценообразование. При этом основным механизмом ценообразования является торговая биржа, в рамках которой осуществляется двухсторонний встречный аукцион на основе алгоритма биржевого стакана. Длительный горизонт прогнозирования позволяет рассматривать уголь и газ в рамках единого энергорынка, где конкуренция осуществляется не между видами топлива, а соответствующими ценовыми заявками. Отсюда составление прогноза балансовой структуры системы топливообеспечения на долгосрочную перспективу можно представить в виде следующего алгоритма, изображенного на рисунке 3.15.

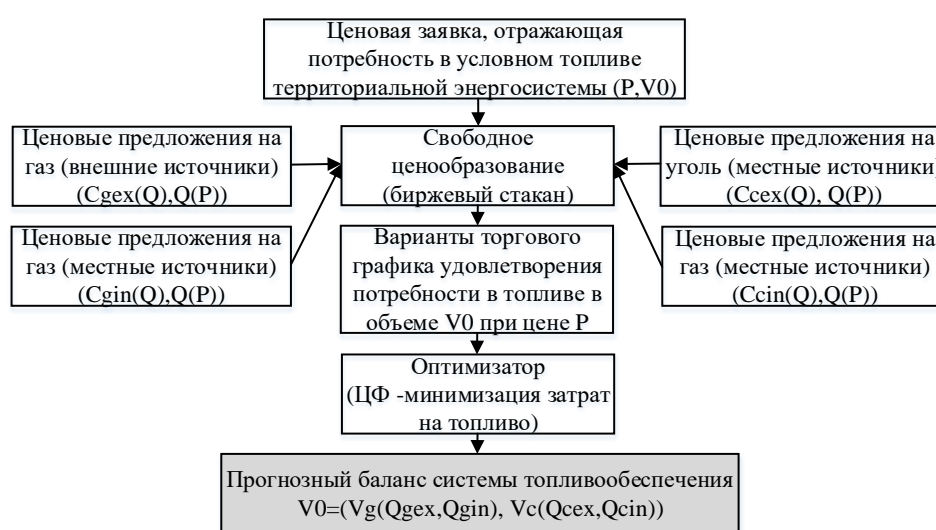


Рисунок 3.15 – Алгоритм прогнозирования балансовой структуры системы топливообеспечения на долгосрочную перспективу

Источник: разработано автором

На основе ценовой заявки и ценовых предложений формируется биржевой стакан, и рассчитываются варианты торгового графика, позволяющие удовлетворить потребность в топливе в объеме  $V_0$  по цене  $P$ . Если соответствующие варианты существуют, то осуществляется выбор торгового графика согласно критерию минимальных совокупных топливных затрат. Если варианты отсутствуют, то повышается цена спроса и осуществляется пересчет ценовых предложений, на объемы которых оказывает влияние сложившаяся цена на рынке. При минимальной разнице цены спроса и предложения происходит сделка.

В общем виде алгоритм биржевого стакана, воспроизводящий двухсторонний встречный аукцион представлен на рисунке 3.16 и таблице 3.12.

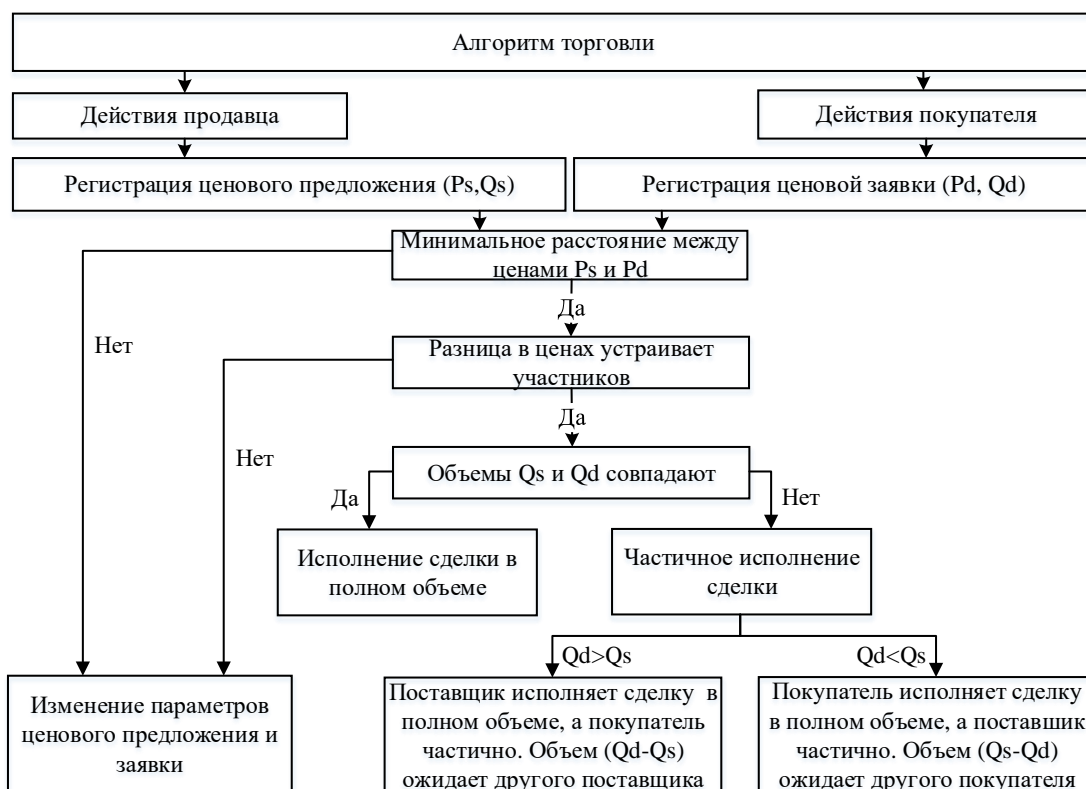


Рисунок 3.16 – Алгоритм биржевого стакана

Источник: разработано автором на основании [54, 67, 76]

Таблица 3.12 – Размещение ценовых заявок и предложений в биржевом стакане

Вид контрагента	Объем покупки	Цена	Объем продажи
Поставщики		$Ps_1$	$Qs_1$
		$Ps_2$	$Qs_2$
		...	...
		$Ps_n$	$Qs_n$
Покупатели	$Qd_n$	$Pd_n$	
	...	...	
	$Qd_2$	$Pd_2$	
	$Qd_1$	$Pd_1$	
		$Ps_1 > Ps_2 > \dots > Ps_n$ $Pd_1 < Pd_2 < \dots < Pd_n$	

Источник: разработано автором

В рассматриваемом случае с одним покупателем алгоритм биржевого стакана можно представить в виде графика, изображенного на Рисунке 3.17.

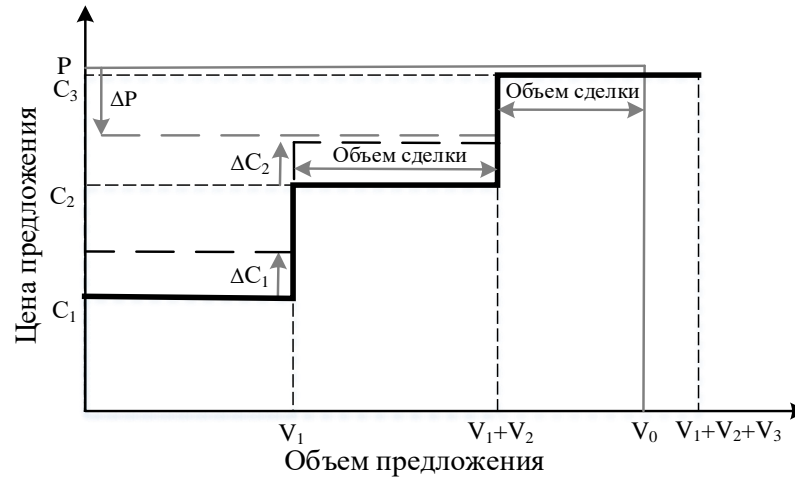


Рисунок 3.17 – Биржевые торги с одним покупателем

Источник: разработано автором

В зависимости от рыночной цены поставщики могут сформировать различные объемы предложения исходя из критерия рентабельности своей хозяйственной деятельности. Представим как и ранее затраты внешних и местных источников в виде функций, учитывающих: для внешних источников – производственные и транспортные затраты, для местных источников – производственные и инвестиционные издержки. Тогда изменение объема предложения в зависимости от цены на рынке для данных источников можно представить в виде графика (рисунок 3.18).

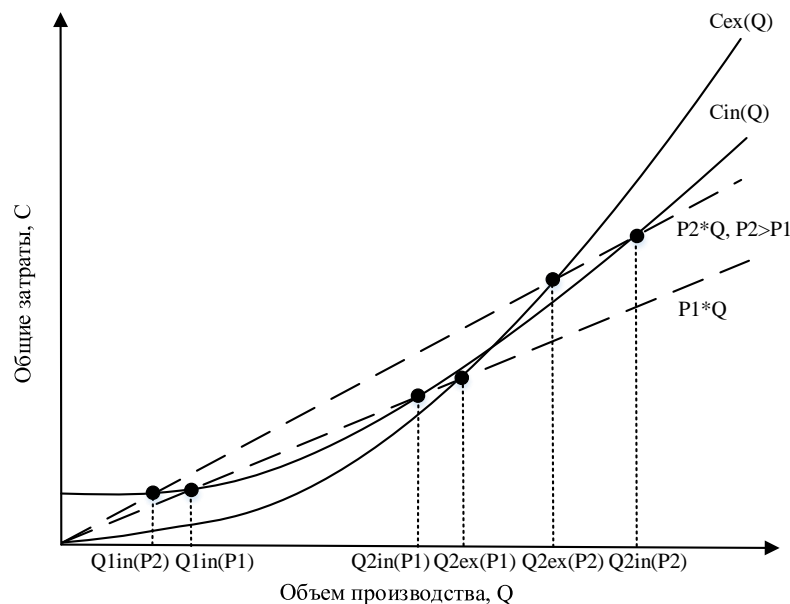


Рисунок 3.18 – Изменение объема предложения в зависимости от рыночной цены

Источник: разработано автором

Как видно объем предложения, обеспечивающий доходность поставщикам, меняется в диапазоне  $(0; Q_2^{ex}(P))$  для внешних источников и  $(Q_1^{in}(P); Q_2^{in}(P))$  для местных источников топлива. Границы интервалов определяются из следующих равенств:

$$Q_2^{ex} : PR_{ex}(Q) = P \cdot Q - a_{ex}Q - b_{ex}Q^n = 0, n > 1 \quad (3.15)$$

$$Q_1^{in}, Q_2^{in} : PR_{in}(Q) = P \cdot Q - I - b_{in}Q^n = 0, n > 1 \quad (3.16)$$

Левые части представленных равенств отражают доходные части внешних и местных источников топлива и характеризуются экстремальным поведением. При этом максимум прибыли будет соответствовать определенному объему производства:

$$Q_0^{ex} = \sqrt[n-1]{\frac{P - a_{ex}}{nb_{ex}}} \quad (3.17)$$

$$Q_0^{in} = \sqrt[n-1]{\frac{P}{nb_{in}}} \quad (3.18)$$

При  $Q_0^{ex}(P) \in (0; Q_2^{ex}(P))$  и  $Q_0^{in}(P) \in (Q_1^{in}(P); Q_2^{in}(P))$  графики функций прибыли внешних и местных источников топлива будут выглядеть следующим образом (рисунок 3.19). В данном случае можно говорить о том, что поставщики будут стремиться к осуществлению сделок на бирже в объемах  $Q_0^{ex}(P)$  и  $Q_0^{in}(P)$  при цене  $P$ , максимизирующих их прибыль.

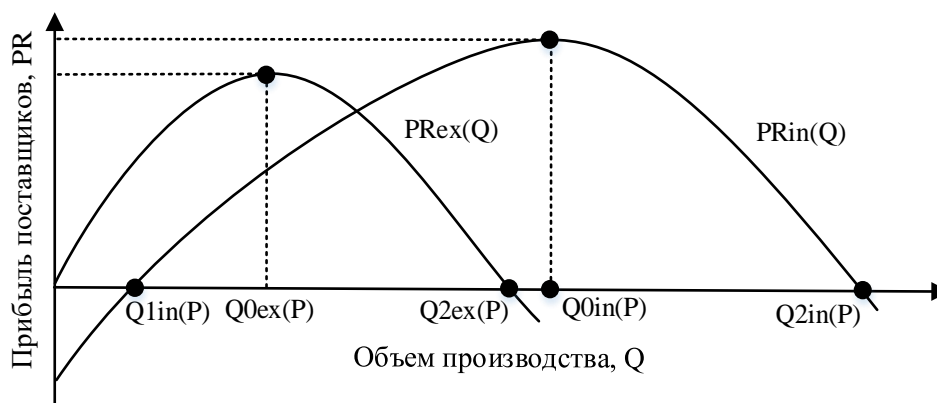


Рисунок 3.19 – Функции прибыли внешних и местных источников топлива

Источник: разработано автором

При необходимом условии удовлетворения всей потребности энергосистемы в топливе через биржевой механизм с учетом, что каждый поставщик будет формировать предложения таким образом, чтобы максимизировать свою прибыль при заданной цене покупателя, получим

следующую задачу математического программирования, описывающую достигаемое рыночное равновесие:

$$C_s(P, V_0) = \min_P [P \cdot V_0], Q_0^{ex}(P) + Q_0^{in}(P) = V_0, \quad (3.19)$$

где  $C_s$  - минимальные затраты на топливо при прогнозной потребности  $V_0$ .

В общем случае задачу минимизации затрат на обеспечение топливом энергосистемы при удовлетворении всей ее потребности в энергоносителях через биржевой механизм можно представить в виде последовательной оптимизации:

$$C_s(P, V_0) = \min_P \max_Q [PR_{ex}(Q) + PR_{in}(V_0 - Q)] = \min_P \max_Q [P \cdot V_0 - I - a_{ex} \cdot Q - b_{ex} Q^n - b_{in} (V_0 - Q)^n] \quad (3.20)$$

$$\begin{cases} 0 \leq Q \leq Q_2^{ex}(P) \\ V_0 - Q_2^{in}(P) \leq Q \leq V_0 - Q_1^{in}(P) \end{cases} \quad (3.21)$$

Решение данной задачи позволяет получить прогнозное соотношение  $(Q_{ex}, Q_{in})$  удовлетворения потребности энергосистемы в топливе от внешних и местных источников газа и угля при биржевом методе ценообразования.

Приведенные разработки формируют прогнозную экономико-математическую модель балансовой структуры системы топливообеспечения территориально-административного образования, позволяющую прогнозировать изменение балансовой структуры и стоимости энергоресурсов при централизованных и рыночных методах ценообразования в средне- и долгосрочной перспективе. В таблице 3.13 приведены сочетания методов ценообразования на уголь и газ, поддерживаемых разработанной моделью при составлении прогноза балансовой структуры системы топливообеспечения.

Таблица 3.13 – Сочетания методов ценообразования на энергоресурсы, поддерживаемых разработанной моделью прогнозирования балансовой структуры системы топливообеспечения

Рынок газа \ Рынок угля	Централизованное ценообразование	Свободное ценообразование (единый закупщик)	Биржевое ценообразование
Централизованное ценообразование	+	+	
Свободное ценообразование (единый закупщик)	++	+	
Биржевое ценообразование			++

Источник: разработано автором

Преимуществами разработанной экономико-математической модели прогнозирования балансовой структуры системы топливообеспечения являются:

- учет конкуренции как между видами топлива (природным газом и энергетическими углями), так и ценовыми предложениями поставщиков,
- учет механизмов государственного регулирования цен на природный газ и энергетические угли,
- учет различных сочетаний методов ценообразования на рынках газа и углей (применяемых и перспективных), что позволяет оценивать изменение метода ценообразования на рынках энергоносителей на результаты прогноза,
- учет возможности топливообеспечения как за счет внешних источников топлива, так и разработки местных месторождений,
- возможность использования результатов прогнозирования в стратегическом планировании для разработки наилучших стратегий развития системы топливообеспечения энергетического комплекса территориального образования с целью повышения его энергетической безопасности на основе диверсификации, как источников (поставщиков) топлива, так и непосредственно самих энергоносителей.

### 3.3 Моделирование системы теплоснабжения территориально-административного образования

#### 3.3.1 Анализ организации и направлений развития систем теплоснабжения территориально-административных образований

К производственным подсистемам территориальной общеэнергетической системы относятся системы тепло- и электроснабжения, между которыми распределяются топливные ресурсы, поставляемые системой топливообеспечения. Данные производственные подсистемы невозможно рассматривать отдельно ввиду широкого распространения комбинированного производства энергетической продукции и сложной взаимосвязи электроэнергии и тепла как товаров. В то же время они находятся на различных уровнях управления и регулируются разными механизмами и нормативными документами.

Теплоснабжение носит локальный характер и включает в себя три основных процесса: сообщение теплоты теплоносителю, транспорт теплоты, использование теплового потенциала. Для организации процесса теплоснабжения проектируется система теплоснабжения, состоящая из источников теплоты, тепловой сети и потребителей. Источниками теплоты являются энергетические установки, производящие тепловую энергию, среди которых необходимо

выделить ТЭЦ, осуществляющие выпуск тепла в двухпродуктовом цикле, и тепловые станции (районные, квартальные и малые котельные). Тепловая сеть представляет собой систему трубопроводов (теплопроводов), по которым теплоноситель (в основном горячая вода) переносит теплоту от источника к потребителям и возвращается обратно к источнику. В свою очередь, основными потребителями теплоты являются промышленные предприятия и население, а отпускаемая теплота расходуется на технологические нужды, отопление и горячее водоснабжение.

Системы теплоснабжения отличаются разветвленной структурой тепловой сети и могут включать несколько источников теплоты – ТЭЦ или котельные. Отдельные магистрали системы теплоснабжения связаны перемычками и имеют закольцованные участки с целью повышения надежности снабжения теплом потребителей [57, 143, 166]. Принципиальная схема системы теплоснабжения представлена на рисунке 3.20.

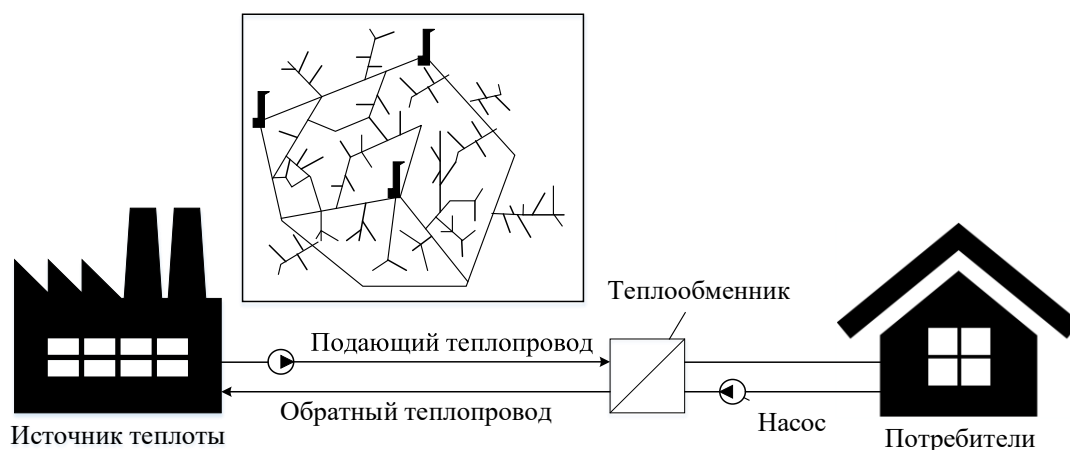


Рисунок 3.20 – Принципиальная схема системы теплоснабжения

Источник: разработано автором на основании [57, 143, 166]

Системы теплоснабжения различаются по источнику теплоты и его мощности, виду теплоносителя, способу подачи тепла потребителю, структуре тепловых сетей. При этом можно выделить два основных варианта организации системы теплоснабжения [23, 42, 179, 222]:

- Система централизованного теплоснабжения потребителей, когда источник теплоты используется для обеспечения теплом многих потребителей. Осуществляется на базе комбинированного производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ (высокоорганизованное централизованное теплоснабжение, теплофикация) или от районных отопительных и промышленно-отопительных котельных. Теплоноситель передается на центральный

тепловой пункт (ЦТП), где осуществляется его регулирование, преобразование и распределение между различными группами потребителей.

- Система децентрализованного теплоснабжения потребителей, когда источник теплоты используется для индивидуального (источник тепла находится непосредственно у потребителя) или автономного обеспечения теплом потребителей. Осуществляется на базе выделенных автономных источников тепла (АИТ) (малых котельных) или крышных котельных (КТ). Теплоноситель передается на индивидуальный тепловой пункт (ИТП), используемый для обслуживания одного потребителя.

На рисунке 3.21 представлены различные схемы организации систем теплоснабжения потребителей.

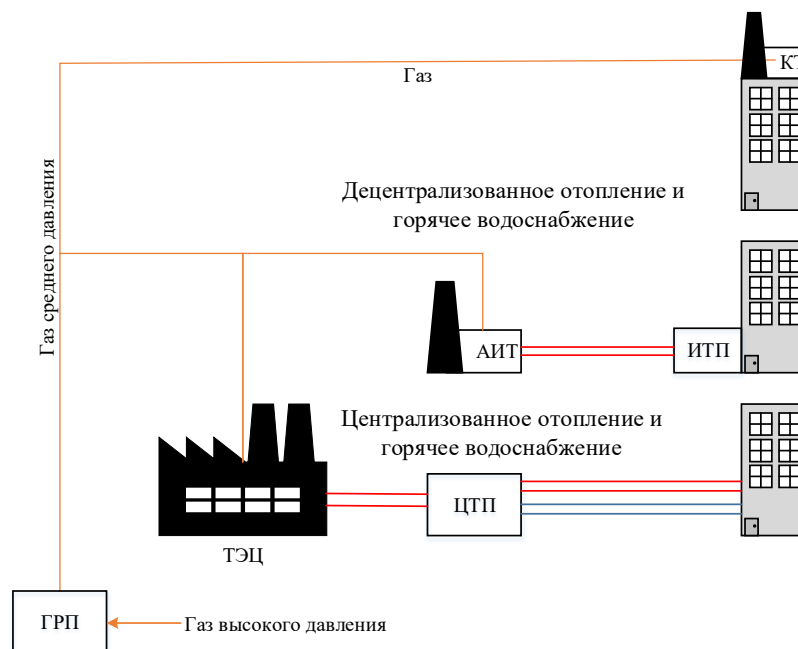


Рисунок 3.21 – Основные схемы организации систем теплоснабжения потребителей

Источник: разработано автором на основании [23, 42, 143]

Системы централизованного теплоснабжения, организованные на базе теплофикации или крупного источника тепла, позволяют обеспечить существенную экономию энергоресурсов и способствуют снижению себестоимости производства тепла и, соответственно, тарифа для потребителей. Вместе с тем, наличие протяженных тепловых сетей, приводит к высоким потерям теплоты теплоносителя при его транспортировке, а также снижает надежность снабжения потребителей теплом. Кроме того, жесткое регулирование отпуска тепла приводит к перегреву потребителей и высокому расходу топлива в осеннем и весеннем периодах.



Системы децентрализованного теплоснабжения лишены недостатков централизованных систем. В них резко сокращается протяженность тепловых сетей, обеспечивается возможность гибкого регулирования параметров теплоносителя, а также отсутствует необходимость длительного отключения системы теплоснабжения в летний период для проведения ремонтных работ. В то же время экономичность производства тепла в данных системах значительно ниже, чем при централизованной организации теплоснабжения.

Преимущества и недостатки централизованных и децентрализованных систем теплоснабжения представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Сравнительный анализ централизованных и децентрализованных систем теплоснабжения

Система теплоснабжения	Преимущества	Недостатки
Централизованная	<ul style="list-style-type: none"> <li>- экономия тепла и топлива за счет теплофикации,</li> <li>- экологичность за счет применения более эффективных систем очистки и строительства высоких дымовых труб,</li> <li>- улучшение планировочных решений застройки района</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- дополнительные расходы на ТЭЦ на сооружение установок теплоснабжения, увеличение расходов электроэнергии на собственные нужды,</li> <li>- ограничение единичной мощности установок из-за малой величины тепловой нагрузки потребителя (в сравнении с электрической нагрузкой),</li> <li>- ограничение предельного и экономического радиуса передачи тепла</li> </ul>
Децентрализованная	<ul style="list-style-type: none"> <li>- малые (короткие) тепловые сети,</li> <li>- уменьшение потерь теплоносителя,</li> <li>- уменьшение потерь тепла</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнение окружающей среды (низкий выброс продуктов сгорания топлива, так как экономически нецелесообразно строительство высоких дымовых труб),</li> <li>- высокие первоначальные капитальные затраты</li> </ul>

Источник: разработано автором на основании [143, 220, 221]

На данный момент основным видом обеспечения потребителей территориальных образований теплом являются системы централизованного теплоснабжения, на долю которых приходится более 70% отпуска тепловой энергии. В то же время с развитием рыночных механизмов и повышением эффективности малых тепловых источников происходит распространение систем децентрализованного теплоснабжения, например, крышных котельных, которые в ряде случаев оказываются более эффективными для городских и жилищно-коммунальных хозяйств за счет отсутствия затрат на обслуживание теплосетей. Этому также способствует развитие экономических отношений в теплоснабжении.

Либерализация энергетики привела к тому, что производство, передача, распределение тепла оказались в разной собственности, что способствовало выстраиванию новых экономических отношений между производителями и потребителями тепловой энергии и созданию рынка тепла. На текущем этапе развития он регулируется №190-ФЗ «О теплоснабжении», в рамках которого осуществляется переход от государственного регулирования всех тарифов к установлению только предельного уровня цен на тепловую энергию для конечного потребителя.

Особенностью рынка тепла является локальный характер производства и потребления тепловой энергии, что вызвано высокой стоимостью тепловых сетей и значительными тепловыми потерями при передаче тепла на большие расстояния. Современные тепловые сети являются сложными инженерными сооружениями с многоконтурной топологией и регулируемыми устройствами с нелинейными характеристиками, что усложняет принятие решения по выбору направления их реконструкции и развития. На локальных рынках тепла обычно действуют несколько источников тепловой энергии, на функционирование которых наложены жесткие физико-технические и сетевые ограничения, в том числе ограничения по мощности тепловых источников [1, 104].

На территории страны в настоящее время функционируют более 50000 рынков тепловой энергии, охватывающие существующие системы централизованного теплоснабжения. Среди них можно выделить сверхкрупные (15 городов с производством и потреблением более 10 млн Гкал в год), крупные (44 города с потреблением от 2 до 10 млн Гкал в год), средние (сотни городов с потреблением от 0,5 до 2 млн Гкал в год) и малые рынки тепла (более 40000 поселений с потреблением тепла менее 0,5 млн Гкал в год) [76].

Каждый рынок обладает своими особенностями, что связано с разнообразием применяемых источников тепла и конфигураций тепловых сетей, а также различиями стратегических целей развития системы теплоснабжения. Если такой целью является поддержание надежности и снижение технических и экономических рисков в системе теплоснабжения, то применяется модель единой тепловой компании, в рамках которой обеспечивается контроль собственника тепловой генерации над бизнесом теплосетевой компании. Когда стратегической целью становится формирование конкурентной среды на рынке теплоснабжения, тепловые источники различных собственников подключаются к единой тепловой сети. При этом деятельность по передаче тепловой энергии отделяется от ее производства. Теплосетевая компания осуществляет закупку тепловой энергии у источников тепла с наименьшей стоимостью и реализует ее потребителям. Данные организационные модели теплового хозяйства были рассмотрены ранее.

На рынке тепла применяются различные методы ценообразования, в основе которых лежит определение предельной цены на тепло. Данные методы также подробно рассматривались ранее в работе. При этом стоит отметить, что они базируются на традиционных подходах к формированию цены, таких как калькуляция затрат, индексация установленных тарифов, обеспечение доходности инвестиционного капитала, сравнение аналогов, альтернативной стоимости.

В условиях острого дефицита инвестиций в сфере теплоснабжения все большее распространение получают доходные методы ценообразования, основанные на инвестиционном анализе инфраструктурных проектов. С 2019 года территориальные образования будут постепенно переходить на формирование предельного тарифа на тепловую энергию по принципу альтернативной котельной. Под альтернативной котельной понимают набор типовых технико-экономических параметров работы модельного источника тепловой энергии, которым потребители могут заменить сторонние теплоснабжающие организации и перейти на индивидуальное теплоснабжение. В основе определения параметров котельной лежит предпосылка о применении наиболее современных и экономичных технологий, а также максимально эффективное использование установленной мощности объекта с целью исключения оплаты избыточной мощности. Целевая модель Минэнерго России по организации регулирования ценообразования на рынках тепла представлена в таблице 3.15.

Таблица 3.15 – Целевая модель Минэнерго России по ценообразованию на рынках тепла

Уровень регулирования цены		Описание
Тепловой источник		Свободный договор поставки с единой теплоснабжающей организацией (ЕТО)
Теплосетевая компания		Договор на услуги по передаче согласно тарифу, рассчитанному методом обеспечения доходности инвестиционного капитала, или путем индексации
Единая теплоснабжающая компания	Модель единого закупщика	Договор теплоснабжения с потребителем не выше предельного тарифа
	Модель единой тепловой компании	
Потребитель		Предельный тариф, рассчитанный согласно параметрам альтернативной котельной с учетом расходов на транспорт

Источник: разработано автором на основании [23, 42]

Модели рынка тепла на основе организации единой теплоснабжающей организации представлены на рисунках 3.22 и 3.23.

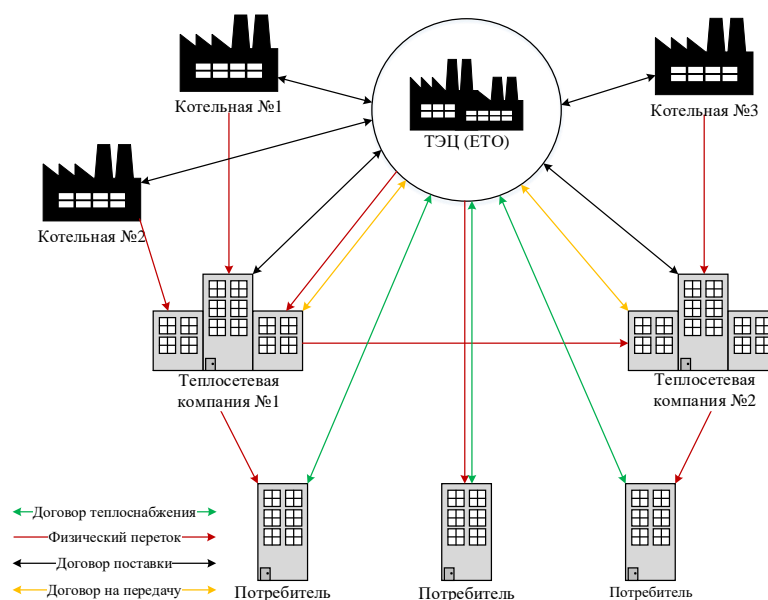


Рисунок 3.22 – Модель рынка тепла на основе единой теплоснабжающей компании, в собственности которой находятся тепловой источник и тепловые сети

Источник: разработано автором на основании [23, 42]

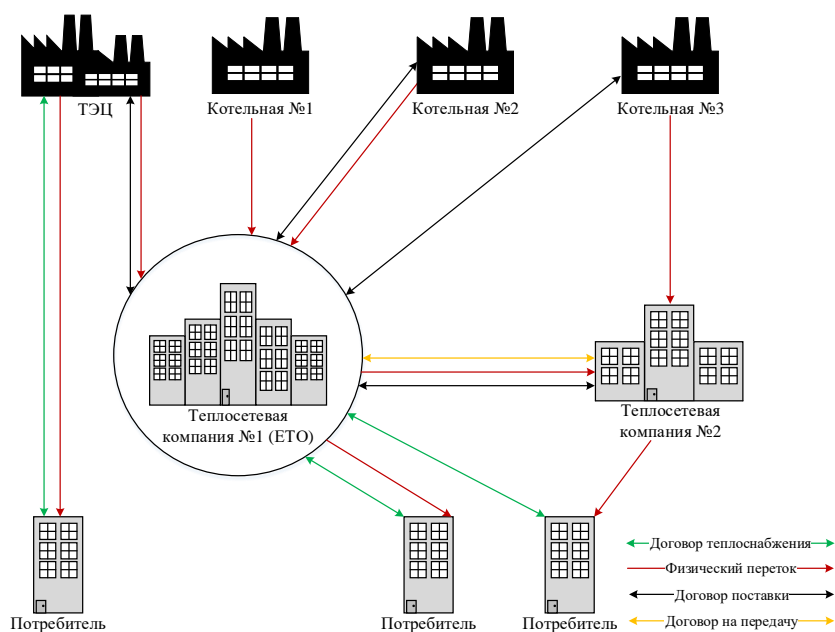


Рисунок 3.23 – Модель рынка тепла на основе единой теплоснабжающей компании, в собственности которой находятся тепловые сети

Источник: разработано автором на основании [23, 42]

Ожидаемым результатом использования в рыночном ценообразовании метода альтернативной котельной является привлечение инвестиций в сферу теплоснабжения. В то же время, как показывают расчеты, использование данного метода приведет к существенному повышению цены на рынках тепла во многих регионах (рисунок 3.24).

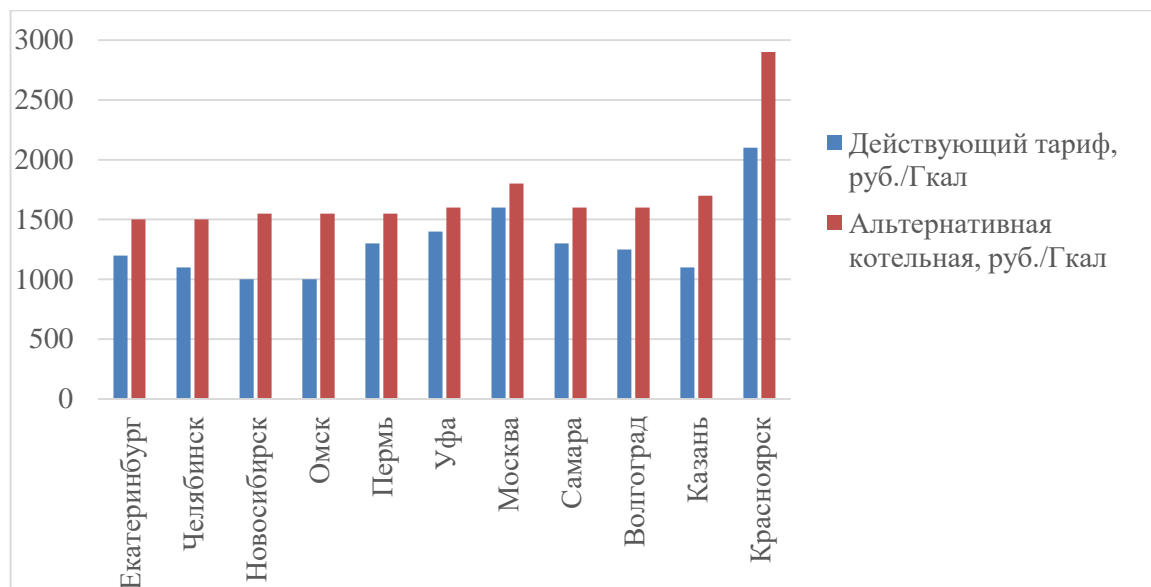


Рисунок 3.24 – Сопоставление результатов модельных расчетов предельного ценообразования по методу альтернативной котельной и действующего тарифа

Источник: разработано автором на основании [143, 293]

Включение капитальных затрат строительства нового теплового источника в расчет предельной цены приводит во многих регионах к значительному росту тарифа на тепловую энергию. В свою очередь, рост тарифа на тепловую энергию приводит к уходу потребителей из систем централизованного теплоснабжения. При этом возрастает избыточная мощность, а затраты на ее содержание дополнительно распределяются между оставшимися потребителями. В то же время необходимо отметить, что переход потребителей на вновь введенные автономные источники теплоснабжения будет экономически целесообразен только при достижении предельного тарифа, соответствующего экономической эффективности инвестиций в строительство альтернативного источника теплоснабжения. В любом случае, рост цены на локальных рынках тепла не создает предпосылок и не способствует возвращению потребителей в централизованные системы теплоснабжения.

Повышение предельного тарифа на тепло также снижает конкурентные преимущества комбинированного производства энергетической продукции на ТЭЦ в сравнении с котельными,

ввод в эксплуатацию которых при высокой цене на тепло становится экономически оправданным ввиду значительно более низких инвестиционных затрат. Здесь следует отметить, что изменение положения ТЭЦ на рынке тепла также отразится и на их положении на рынке электроэнергии. Перераспределение затрат в сторону тепловой энергии временно улучшит конкурентное положение ТЭЦ. В то же время рассогласованность рынков будет возрастать, снижая эффективность участия ТЭЦ в производстве электроэнергии и постепенно превращая их в котельные. Продолжится неэффективный процесс «котельнизации» территориальных образований.

Помимо целевой модели либерализации рынка тепла направление развития систем теплоснабжения определяют следующие критерии принятия решений, указанные в ФЗ «О теплоснабжении»:

1. обеспечение надежности теплоснабжения потребителей;
2. минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
3. приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с учетом экономической обоснованности;
4. учет инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
5. согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации.

Данная целевая модель и критерии принятия решений должны лечь в основу прогнозной модели развития системы теплоснабжения территориального образования на средне- и долгосрочную перспективу, что приводит к необходимости разработки новых экономико-математических моделей с применением балансового метода анализа. Особый интерес представляет прогноз изменения структуры тепловых источников (ТЭЦ и котельных) и соотношения производственных мощностей централизованных и индивидуальных систем теплоснабжения территориальных образований, во многом определяющих эффективность обеспечения теплом местных потребителей, и, соответственно, ввиду особой социально-экономической значимости сферы теплоснабжения, региональную энергетическую безопасность.

3.3.2 Разработка прогнозной экономико-математической модели системы теплоснабжения при различных методах ценообразования на тепловую энергию

Развитие систем теплоснабжения территориальных образований связано с решением множества накопленных проблем, таких как обеспечение надежности, качества, энергетической и экономической эффективности их функционирования. Повышение эффективности теплоснабжения достигается через комплекс мероприятий, включающий как оптимизацию структуры тепловых источников и схемно-технологических решений, так и изменение модели рынка тепла, включая методы рыночного ценообразования и механизмы государственного регулирования. Актуальными задачами являются:

- оптимизация структуры теплоснабжения территориального образования, как по источникам тепла, так и по распределению тепловой нагрузки между централизованными и индивидуальными системами теплоснабжения,
- повышение топливной экономичности и качества систем теплоснабжения,
- совершенствование правил функционирования рынка тепла и механизмов его государственного регулирования,
- повышение инвестиционной привлекательности теплового бизнеса путем обеспечения его рентабельности при сохранении экономической доступности тепловой энергии для потребителя,
- улучшение экономических показателей ТЭЦ за счет повышения доли комбинированного производства энергетической продукции, а также тепловых сетей.

Теплоснабжение территориальных образований обычно представлено ТЭЦ, на которой осуществляется совместное производство тепла и электроэнергии, и котельными большой и малой тепловой мощности. Так как электроэнергия является более универсальной продукцией, чем тепло, то ТЭЦ являются значительно более ценными источниками энергии, чем котельные установки. Отсюда ТЭЦ должны находиться в центре тепловых нагрузок системы теплоснабжения, а котельные получать только ту нагрузку, которая не может быть обеспечена при совместном производстве тепла и электроэнергии на теплофикационной электростанции. В свою очередь, развитие систем теплоснабжения должно быть направлено на повышение загрузки ТЭЦ, наращиванию теплофикационных мощностей и переводу мощностей котельных в пиковый и резервный режим работы.

Основным подходом к оптимизации систем теплоснабжения и обеспечения возможности использования рыночных механизмов их функционирования является организация закольцованных магистральных тепловых сетей, что позволяет от любого теплового источника в любой момент времени поставить необходимое количество тепла. При этом для ТЭЦ обеспечиваются максимально эффективные режимы работы, а отопительные котельные загружаются по остаточному принципу [85, 104].

В связи с вышеописанным, при моделировании системы теплоснабжения для исследования изменения ее балансовой структуры будем считать:

- прогноз теплоснабжения территориального образования представлен в виде графика тепловой нагрузки по продолжительности в соответствии с некоторым радиусом теплоснабжения; тепловая нагрузка вдоль радиуса теплоснабжения распределена равномерно.
- теплоснабжение территориального образования представлено централизованной и индивидуальными системами теплоснабжения; тепловая нагрузка индивидуальных систем теплоснабжения формируется из потребности в тепле потребителей, находящихся за эффективным радиусом обслуживания централизованной системы теплоснабжения, и тепловой нагрузки, экономически целесообразной для выведения из централизованной системы на индивидуальное обеспечение согласно принципу организации альтернативной котельной;
- централизованная система теплоснабжения представлена тепловыми источниками, подключенными к единой закольцованной теплосети, обеспечивающей потребителей теплом в соответствии с заданной тепловой нагрузкой; основным тепловым источником является ТЭЦ, находящаяся в центре тепловых нагрузок, другие источники представляют котельные, несущие тепловую нагрузку по остаточному принципу;
- тепловые источники, входящие в централизованную систему теплоснабжения, функционируют на локальном рынке тепла, организованном на базе единой теплоснабжающей организации; для рынка тепла справедливы две модели: единой тепловой компании и единого заказчика;
- стоимость тепловой энергии для потребителя на рынке тепла рассчитывается на основе средневзвешенных затрат по тепловым источникам системы централизованного теплоснабжения, участвующих в покрытии тепловой нагрузки; цена тепловой энергии не должна превышать предельного тарифа, рассчитанного методом альтернативной котельной;
- помимо рынка тепла ТЭЦ также функционируют на рынке электроэнергии, конкурируя с КЭС; при этом считается, что ТЭЦ конкурентоспособна на рынке электроэнергии, если в течение года, работая в различных режимах, обеспечивает экономию топлива в сравнении с производством электроэнергии на КЭС;
- ТЭЦ имеют возможность распределять топливные затраты между теплом и электроэнергией; политику разнесения затрат определяет модель рынка тепла, цена тепловой энергии альтернативной котельной и топливные затраты КЭС.



- целевой функцией развития системы теплоснабжения является минимизация топливных затрат при соответствующей модели организации рынка тепла.

Пусть задан прогноз потребности в тепловой энергии территориального образования в виде годового графика отопительной нагрузки по продолжительности  $Q(t)$  (рисунок 3.25).

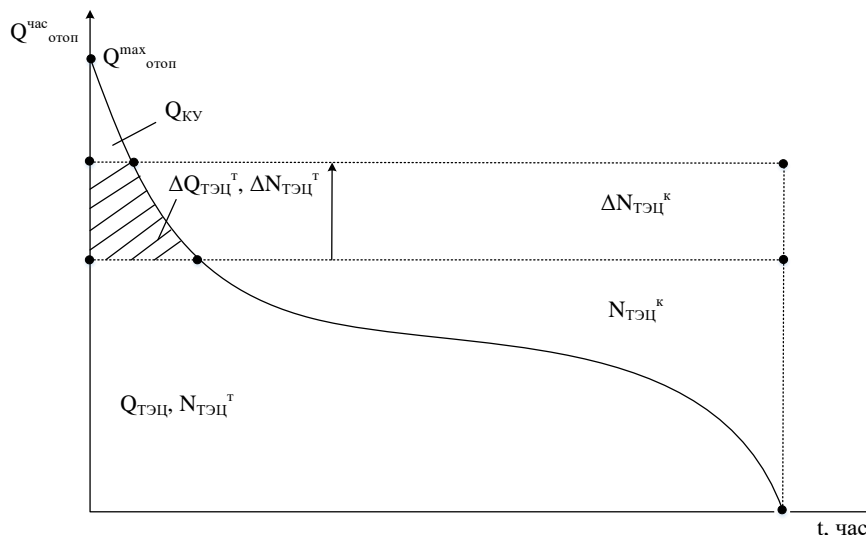


Рисунок 3.25 – График отопительной нагрузки по продолжительности

Источник: разработано автором

График отопительной нагрузки по продолжительности характеризуется нелинейным поведением и ярко выраженным пиком, соответствующим максимальной тепловой нагрузке, что связано с изменением температуры наружного воздуха в течение года.

Предполагаем, что в покрытии графика участвуют ТЭЦ и котельные. При этом ТЭЦ находится в центре тепловых нагрузок, работая в течение года, насколько это возможно, в максимально эффективных режимах работы, а котельные закрывают тепловую нагрузку по остаточному принципу. Нижняя часть графика нагрузки соответствует выработке тепла на ТЭЦ в комбинированном цикле  $(Q_{ТЭЦ}, N_{ТЭЦ}^m)$ , верхняя – производству тепла котельными установками  $Q_{ку}$ . При этом из-за неравномерности графика часть электроэнергии на ТЭЦ вырабатывается в конденсационном режиме  $N_{ТЭЦ}^k$ .

Приращение тепловой нагрузки  $\Delta Q_{ТЭЦ}$ , покрываемой ТЭЦ, приводит к увеличению выработки тепла и электроэнергии в комбинированном цикле  $(\Delta Q_{ТЭЦ}, \Delta N_{ТЭЦ}^m)$ . На эту же величину сокращается тепловая нагрузка котельных. В то же время растет число часов конденсационной выработки электроэнергии  $\Delta N_{ТЭЦ}^k$ , и, соответственно, пережог топлива. Тогда

определение наилучшего распределения мощности между тепловыми источниками можно описать в виде итерационной задачи нахождения такого приращения тепловой нагрузки ТЭЦ, при котором эффект от увеличения числа часов комбинированного производства и, соответственно, уменьшения часового расхода тепла от котельных будет нивелирован ростом часов конденсационной выработки и работы теплофикационного оборудования в неоптимальных режимах:

$$(b_{KV} - b_{ТЭЦ}^{mm}) \cdot \Delta Q_{ТЭЦ} < b_{ТЭЦ}^k \cdot \Delta N_{ТЭЦ}^k - b_{ТЭЦ}^{mэ} \cdot \Delta N_{ТЭЦ}^m, \Delta N_{ТЭЦ}^m = f(\Delta Q_{ТЭЦ}) \quad (3.22)$$

где  $b_{KV}$  - удельные расходы топлива на производство тепла котельными установками,  $b_{ТЭЦ}^k$  - удельные расходы топлива на производство электроэнергии на ТЭЦ в конденсационном режиме,  $b_{ТЭЦ}^{mm}, b_{ТЭЦ}^{mэ}$  - удельные расходы топлива на производство тепла и электроэнергии в теплофикационном режиме, разнесенных по энергетическим продуктам в соответствии с выбранным методом распределения топливных затрат.

Решение данной задачи связано с определением оптимального часового коэффициента теплофикации:

$$\alpha_{ТЭЦ}^{час} = \frac{Q_{ТЭЦ\ omon}^{час}}{Q_{max\ omon}^{час}} \quad (3.23)$$

где  $Q_{ТЭЦ\ omon}^{час}$  - часовая отопительная нагрузка, покрываемая ТЭЦ,  $Q_{max\ omon}^{час}$  - максимальная часовая отопительная нагрузка.

В общем случае тепловая нагрузка состоит из нагрузок горячего водоснабжения и отопления. Горячее водоснабжение имеет место в течение всего года, поэтому ее следует покрывать полностью в теплофикационных режимах работы энергоустановок ТЭЦ, таким образом, извлекая экономию топлива от совместного производства энергетической продукции. Для данной нагрузки коэффициент принимается равным единице. В то же время отопительная нагрузка носит сезонный характер и требует обоснования оптимальной величины часового коэффициента теплофикации, что является одним из основных направлений повышения эффективности систем теплоснабжения.

Оптимальное распределение тепловой нагрузки между ТЭЦ и котельными установками позволяет минимизировать топливные затраты на производство тепловой энергии. Отсюда его определение можно представить в виде задачи математического программирования:

$$B^m(Q) = \min [b_{ТЭЦ}^{mm} \cdot Q_{ТЭЦ} + b_{KV} \cdot Q_{KV}] \quad (3.24)$$

$$\begin{cases} Q_{ТЭЦ} + Q_{KV} = Q \\ (b_{кэс} - b_{ТЭЦ}^{mэ}) N_{ТЭЦ}^m(Q_{ТЭЦ}) - (b_{ТЭЦ}^k - b_{кэс}) N_{ТЭЦ}^k(Q_{ТЭЦ}) \geq 0 \end{cases} \quad (3.25)$$

где  $Q$  - годовая тепловая нагрузка территориального образования,  $b_{КЭС}$  - удельные топливные затраты конденсационных электростанций, функционирующих на рынке электроэнергии.

Как показывает представленная задача, на оптимальное распределение тепловой нагрузки между тепловыми источниками оказывает существенное влияние метод распределения топливных затрат при комбинированном производстве энергетической продукции. Все возможные комбинации распределения топливных затрат между теплом и электроэнергией, как отмечалось ранее, можно представить в виде треугольника Гинтера (рисунок 3.26). В свою очередь, целесообразность отнесения топливных затрат на тепло или электроэнергию определяет модель рынка тепла.

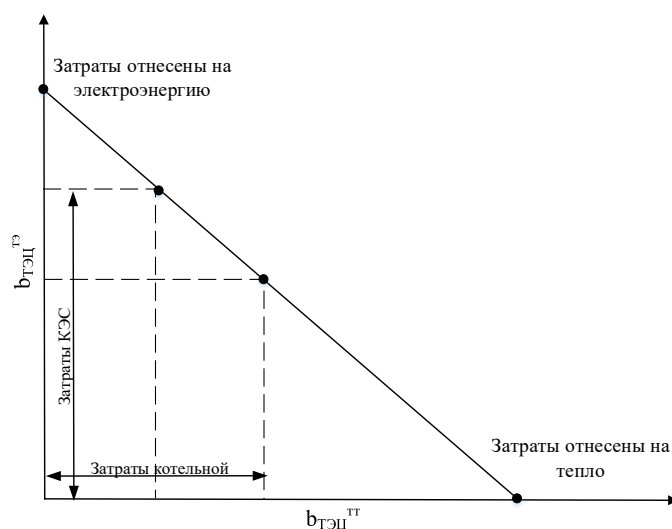


Рисунок 3.26 – Распределение топливных затрат между электроэнергией и теплом

Источник: разработано автором

Современные и перспективные модели рынка тепла предполагают организацию единой теплоснабжающей компании. При этом она может быть создана как на базе действующего крупного теплового источника, так и теплосетевой компании. В первом случае, тепловым источником обеспечивается контроль над деятельностью теплосетевого предприятия и, таким образом, формируется единая тепловая компания. Во втором случае, теплосетевая компания, выступая в роли единого заказчика, реализует конкурентный отбор ценовых предложений тепловых источников с целью минимизации затрат на закупку тепла по договорам теплоснабжения с потребителем. В качестве государственного регулирования цен на рынке тепла применяется механизм установления предельной цены согласно методу альтернативной котельной, предполагающему определение границы цены исходя из затрат потребителя на

переход к индивидуальному теплоснабжению от вновь введенного источника тепла (котельной).

В случае единой тепловой компании, когда тепловые источники и сети находятся в ведении одного собственника, отсутствуют механизмы сдерживания цены на рынке тепла, и отсюда она будет стремиться к своему предельному значению. Топливные затраты большей частью будут относиться на тепло. Ограничителем отнесения затрат на тепло будет предельная цена, определенная методом альтернативной котельной:

$$\frac{b_{ТЭЦ}^{mm} \cdot Q_{ТЭЦ} + b_{KV} \cdot Q_{KV}}{Q} \leq b_{KV}^a \quad (3.26)$$

где  $b_{KV}^a$  - удельные затраты вновь введенной в эксплуатацию альтернативной котельной с учетом инвестиционной составляющей.

В случае единого заказчика ввиду конкуренции между тепловыми источниками большая часть топливных затрат будет отнесена на электроэнергию. Ограничителем отнесения затрат на электроэнергию будут удельные топливные затраты конденсационных электростанций, превышение которых приведет к вытеснению ТЭЦ с рынка электроэнергии:

$$b_{ТЭЦ}^{mэ} \leq b_{КЭС} \quad (3.27)$$

Отсюда задачу оптимизации балансовой структуры системы теплоснабжения при модели рынка тепла, соответствующей единой тепловой компании можно записать в виде:

$$B^m(Q) = \min_Q \max_{b_{ТЭЦ}^{mm}} [b_{ТЭЦ}^{mm} \cdot Q_{ТЭЦ} + b_{KV} \cdot Q_{KV}] \quad (3.28)$$

При модели рынка тепла, соответствующей организации теплоснабжающей компании, выступающей в роли единого заказчика, задачу оптимизации балансовой структуры системы теплоснабжения можно записать в виде:

$$B^m(Q) = \min_Q \min_{b_{ТЭЦ}^{mm}} [b_{ТЭЦ}^{mm} \cdot Q_{ТЭЦ} + b_{KV} \cdot Q_{KV}] \quad (3.29)$$

Ограничения для данных задач будут одинаковыми. Их можно представить в следующем виде:

$$\begin{cases} Q_{ТЭЦ} + Q_{KV} = Q \\ (b_{КЭС} - b_{ТЭЦ}^{mэ})N_{ТЭЦ}^m(Q_{ТЭЦ}) - (b_{ТЭЦ}^к - b_{КЭС})N_{ТЭЦ}^к(Q_{ТЭЦ}) \geq 0 \\ \frac{b_{ТЭЦ}^{mm} \cdot Q_{ТЭЦ} + b_{KV} \cdot Q_{KV}}{Q} \leq b_{KV}^a \\ b_{ТЭЦ}^{mэ} \leq b_{КЭС} \end{cases} \quad (3.30)$$

Решение представленных задач позволяет составить прогноз структуры тепловых источников централизованной системы теплоснабжения.

Еще одной задачей, требующей решения, является составление прогноза распределения тепловой нагрузки между централизованными и индивидуальными системами теплоснабжения территориального образования. Для ее решения применяются два подхода.

Первый подход основан на решении предыдущей задачи при невыполнении условия непревышения цены альтернативной котельной при объеме тепловой нагрузки  $Q$ , что связано с высокой долей использования дорогих источников тепла в структуре централизованного теплоснабжения. Тогда тепловая нагрузка системы централизованного теплоснабжения сокращается на величину  $Q'$  за счет изъятия ее у дорогого теплового источника. Таким образом, обеспечивается снижение средней цены на тепло по системе централизованного теплоснабжения. При этом считается, что обеспечение потребителя теплом в объеме  $Q'$  будет происходить за счет индивидуального источника теплоснабжения, использование которого становится экономически целесообразным. Таким образом, устанавливается соотношение по тепловой нагрузке между индивидуальными и централизованными системами теплоснабжения территориального образования  $Q = (Q_{цст}, Q_{ист}) = ((Q_{ТЭЦ}, Q_{KV}), Q_{KV}')$ .

Второй подход основан на учете расстояния до потребителя, увеличение которого приводит к росту затрат на организацию транспорта теплоносителя, и, соответственно, снижению эффективности централизованных систем теплоснабжения в сравнении с индивидуальными.

В общем случае затраты на организацию транспорта тепла включают в себя капитальные затраты на организацию тепловой сети и непосредственно расходы на ее передачу:

$$TC(Q, l) = a \cdot l \cdot Q + b \cdot M = l[a \cdot Q + b \cdot d], M = d \cdot l \quad (3.31)$$

где  $a$  – удельные затраты на передачу тепла на единицу расстояния,  $b$  – затраты на квадратную единицу организации тепловой сети,  $M$  – материальная характеристика тепловой сети,  $d, l$  – диаметр и длина тепловой сети.

Расстояние от теплового источника, при котором целесообразно перейти на индивидуальную систему теплоснабжения, обычно определяется на основе расчета эффективного радиуса обслуживания [165, 192]:

$$r_0 = l : PC_{ТЭЦ}(Q) + TC(Q, l) = PC_{KV}(Q) - TC(Q, l) \quad (3.32)$$

$$\begin{cases} TC(Q, l) = l[a \cdot Q + b \cdot d] \\ PC_{ТЭЦ}(Q) = b_{ТЭЦ}^{mm} \cdot Q \\ PC_{KV}(Q) = b_{KV} \cdot Q \end{cases} \quad (3.33)$$

Как видно, эффективный радиус обслуживания помимо затрат на организацию тепловых сетей и производственной эффективности тепловых источников (ТЭЦ и индивидуальной

котельной), также зависит от разнесения затрат на ТЭЦ между теплом и электроэнергией. При отнесении большей части топливных затрат на электроэнергию эффективный радиус обслуживания централизованной системы теплоснабжения увеличивается (рисунок 3.27).

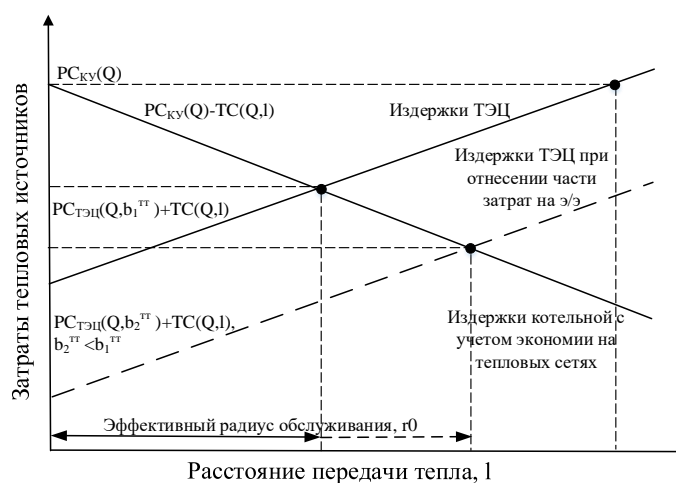


Рисунок 3.27 – Изменение эффективного радиуса обслуживания системы централизованного теплоснабжения при разнесении топливных затрат ТЭЦ

Источник: разработано автором

Алгоритм составления прогноза балансовой структуры системы теплоснабжения при различных моделях рынка тепла представлен на рисунке 3.28.

Согласно алгоритму, рассматривается радиус теплоснабжения территориального образования. Для него задается прогноз потребления тепла в виде графика тепловой нагрузки по продолжительности. Далее предполагается, что данная тепловая нагрузка будет обеспечиваться централизованной системой теплоснабжения, в которой применяется ТЭЦ в качестве основного источника теплоснабжения, а котельные покрывают остаточный спрос. Проводится структурная оптимизация тепловой нагрузки по источникам тепла централизованной системы теплоснабжения с позиции критерия минимума топливных затрат при выбранной политике разнесения затрат между теплом и электроэнергией при их совместном производстве на ТЭЦ, определяемой моделью рынка тепла. Ограничениями при разнесении затрат являются, с одной стороны, удельные затраты КЭС, с которыми ТЭЦ конкурируют на рынке электроэнергии, с другой – предельный тариф на тепло, определяемый методом альтернативной котельной. Найденная, таким образом, оптимальная тепловая мощность ТЭЦ и ее затраты, отнесенные на тепло, применяются для расчета ее эффективного радиуса обслуживания. Часть тепловой нагрузки, находящейся за радиусом эффективного обслуживания, изымается в пользу индивидуальной системы теплоснабжения, и с учетом

нового радиуса осуществляется следующая итерация оптимизации структуры тепловой мощности централизованной системы теплоснабжения. При необеспечении условия непревышения средней цены по тепловым источникам централизованной системы теплоснабжения предельного тарифа, осуществляется изъятие части тепловой мощности дорогого источника в пользу индивидуальных. Таким образом, обеспечивается снижение средней цены на тепло централизованной системы теплоснабжения. В результате итерационных вычислений формируется прогноз балансовой структуры топливообеспечения территориального образования в виде  $Q = Q_{цст} + Q_{ист} = Q_{тэц} + Q_{ку} + Q_{ист}$ .

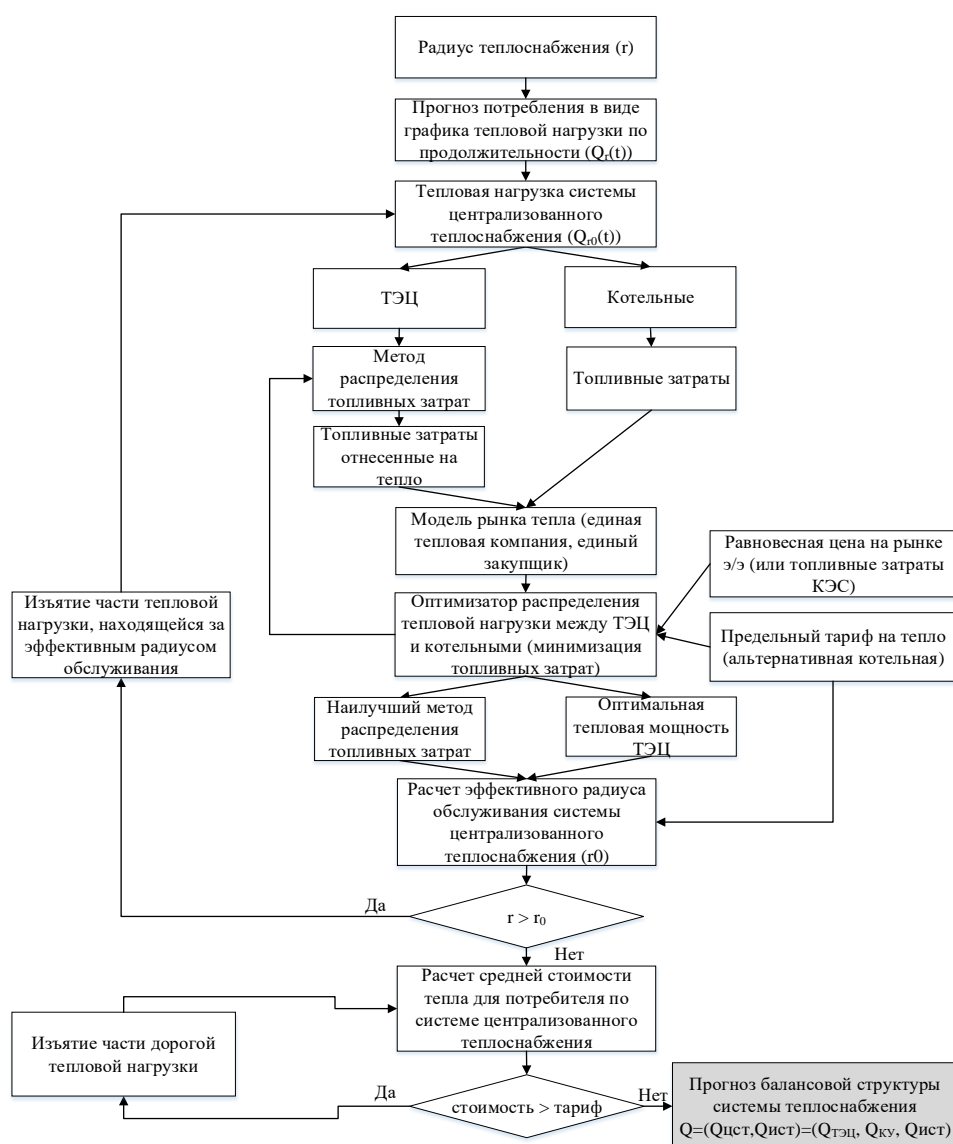


Рисунок 3.28 – Алгоритм составления прогноза балансовой структуры системы теплоснабжения

Источник: разработано автором

Приведенные разработки формируют прогнозную экономико-математическую модель балансовой структуры системы теплоснабжения территориально-административного образования, позволяющую прогнозировать изменение балансовой структуры и стоимости тепловой энергии при различных моделях организации рынка тепла.

Преимуществами разработанной экономико-математической модели прогнозирования балансовой структуры системы теплоснабжения являются:

- учет в организации теплоснабжения территориального образования, как наличия централизованной, так индивидуальных систем теплоснабжения, что позволяет решать задачу нахождения наилучшего соотношения между данными направлениями развития территориального теплоснабжения;
- учет функционирования централизованной системы теплоснабжения в условиях локального рынка тепла; при этом рассматриваются две модели локального рынка тепла: на основе единой тепловой компании и теплосетевой организации, выполняющей функции единого заказчика;
- учет возможности ТЭЦ распределять топливные затраты между теплом и электроэнергией, а также влияния метода распределения на коэффициент теплофикации, долю тепловой нагрузки централизованной системы теплоснабжения и стоимость тепла для потребителя;
- учет эффективного радиуса обслуживания централизованной системы теплоснабжения, что позволяет учесть удаленность потребителей от ТЭЦ и целесообразность обеспечения их потребности в тепле за счет индивидуальных источников при различных моделях формирования цены на рынке тепла;
- учет механизмов регулирования цен на тепло и электроэнергию, оказывающих влияние на распределение топливных затрат ТЭЦ; на рынке тепла таким механизмом является устанавливаемый предельный тариф на тепло согласно методу альтернативной котельной, на рынке электроэнергии – обеспечение ТЭЦ экономии топливных затрат при работе в различных режимах в течение года в сравнении с затратами на производство электроэнергии на КЭС;
- возможность использования результатов прогнозных расчетов в стратегическом планировании для разработки наилучших стратегий развития системы теплоснабжения территориального образования с целью повышения его энергетической безопасности на основе нахождения наилучшего сочетания централизованной и индивидуальной схем теплоснабжения, а также определения места ТЭЦ в теплоснабжении местных потребителей.



### 3.4 Моделирование общеэнергетической системы территориально-административного образования

#### 3.4.1 Анализ организации и направлений развития систем электроснабжения территориально-административных образований

Система электроснабжения территориального образования представляет собой совокупность электростанций, понижающих и преобразовательных подстанций, питающих и распределительных линий электропередач и электроприемников, находящихся в его границах и обеспечивающих местных бытовых и промышленных потребителей электроэнергией.

Принципиальная схема системы электроснабжения представлена на рисунке 3.29.

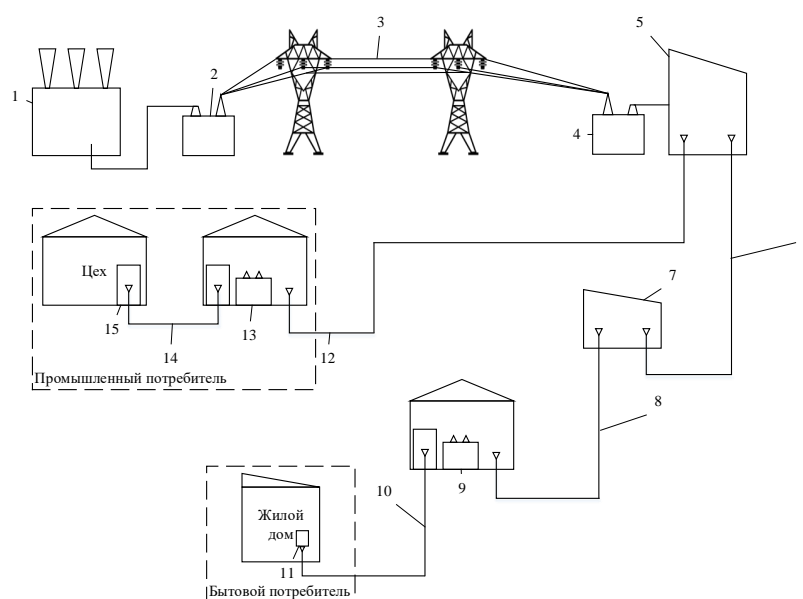


Рисунок 3.29 – Принципиальная модель системы электроснабжения

Источник: разработано автором на основании [223, 257, 258]

Основными элементами системы электроснабжения являются:

- источник питания, в качестве которого выступает районная электростанция (1) с установленным повышающим трансформатором напряжения (2),
- воздушная линия электропередач (3) напряжением 110-220 кВ,
- подстанция глубокого ввода (4) напряжением 110-220 кВ с распределительными устройствами (5) напряжением 6-10-20-35 кВ,
- кабельная линия (6) напряжением 6-10-20-35 кВ и распределительный пункт (7),
- распределительная кабельная линия (8), питающая трансформаторную понизительную подстанцию (9),

- кабельная линия (10) напряжением 0,38 кВ, питающая вводно-распределительные устройства (11) бытовых потребителей,
- кабельная линия (12) напряжением 35 кВ, питающая понизительную подстанцию (13) промышленного потребителя, от которой по кабельным линиям (14) напряжением 0,38 кВ через распределительные щиты снабжаются цеха (15).

Систему электроснабжения территориального образования можно представить в виде питающей, передающей, преобразовательно-распределительной и принимающей частей.

Питающая часть системы электроснабжения представлена электрическими станциями и понижающими подстанциями. Центром питания является распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или вторичного напряжения понижающей подстанции, к шинам которого присоединяются районные распределительные сети. Электрические станции обычно представлены районными конденсационными электростанциями и теплоэлектростанциями. В свою очередь, понижающие подстанции включают: подстанции населенного пункта (35-220 кВ), находящиеся вблизи его границ; подстанции глубоких вводов (110-220 кВ), сооруженных на территории жилых районов и промышленных зон; транспортные подстанции 6-10-20/0,38 кВ бытовых и промышленных потребителей.

Электросетевая (передающая) часть системы электроснабжения обычно представлена:

- воздушными линиями 35-220 кВ для организации внешнего электроснабжения населенных пунктов,
- кабельными или воздушными линиями 110-220 кВ глубоких вводов в центральные районы жилых и промышленных территорий,
- кабельными или воздушными наружными распределительными линиями 0,38-6-10-20 кВ,
- внутренними электрическими линиями 0,38 кВ общественных и производственных зданий.

Преобразовательно-распределительная часть системы электроснабжения включает в себя электроустановки для приема, преобразования и распределения электроэнергии, такие как распределительные устройства, распределительные пункты, трансформаторные подстанции, преобразовательные подстанции.

Принимающая часть представлена электроприемниками бытовых и промышленных потребителей.

Электрическая энергия в процессе передачи от электростанции до потребителей преобразуется по напряжению, току и его частоте, и по мере приближения к потребителям распределяется на

все более малые потоки. На рисунке 3.30 представлена упрощенная структурная модель системы электроснабжения территориального образования.



Рисунок 3.30 – Структурная модель системы электроснабжения

Источник: разработано автором

Организация системы электроснабжения осуществляется таким образом, чтобы в номинальном режиме работы все ее элементы находились под нагрузкой с максимально возможным использованием пропускной способности ее электросетевой части. Применение резервных линий допускается только при наличии технико-экономического обоснования. При развитии и реконструкции системы электроснабжения применяется правило максимального использования существующих ее элементов. Основными требованиями к системе электроснабжения являются [78, 79, 209]:

- высокая надежность электроснабжения,
- рациональное построение схемы электроснабжения,
- обеспечение безопасности и экономичности эксплуатации,
- возможность перспективного развития.

Электросетевая часть системы электроснабжения строится согласно ступенчатому принципу путем последовательного наложения сетей нескольких напряжений. В основе современных систем электроснабжения территориальных образований лежат две системы напряжений электрических сетей переменного тока [78]:

- 110-330-750 кВ в системах электроснабжения северо-западного и частично центрального экономических районов,
- 110-220-500 кВ в системах электроснабжения остальных экономических районов. При этом в качестве следующей ступени развития принято напряжение 1150 кВ.

Ввод следующей ступени напряжения электрических сетей связан с увеличением мощности электростанций и целесообразностью передачи электроэнергии под высоким напряжением. Развитие электрических сетей идет по пути сокращения длины отдельных линий электропередач за счет присоединения к сети новых подстанций, а также увеличения их напряжения, что вызвано процессом глобализации электроэнергетического рынка, ростом объемов энергопотребления и передачи электроэнергии на большие расстояния, а также в целом укрупнением существующих источников генерации и централизацией электроэнергетической системы [191, 295]. На данный момент наиболее распространенными являются сети напряжением 110 кВ, удельный вес которых составляет 70% от общей протяженности линий электропередач высокого напряжения. Среди сетей среднего и низкого напряжения следует выделить сети 10 и 20 кВ, которые замещают линии 6 кВ [78, 152].

Увеличение напряжения электрических сетей с ростом расстояния позволяет снизить удельные затраты на передачу мощности и ее потери. При этом пропускную способность определяет сечение линии. На рисунке 3.31 приведены области применения линий электропередач различных напряжений в зависимости от передаваемой мощности и длины линии при допустимой потере напряжения 5% [191].

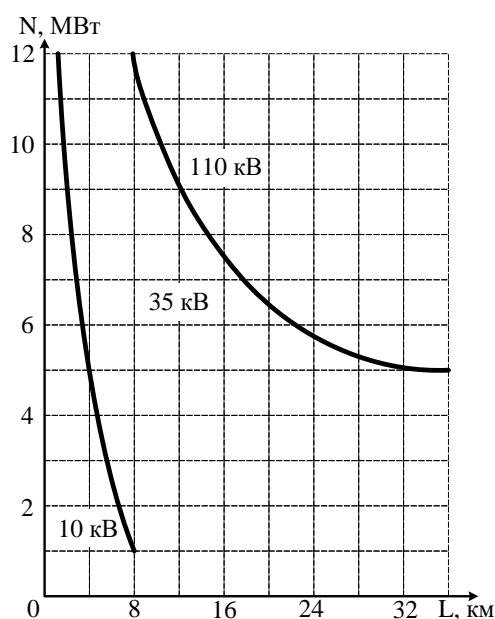


Рисунок 3.31 – Области использования линий электропередач различных напряжений

Источник: разработано автором на основании [191]

Основными потребителями электроэнергии территориальных образований различного уровня являются крупные населенные пункты. Их система электроснабжения условно включает [179, 191]:

- электрические сети внешнего электроснабжения 220-330 кВ, обеспечивающие связь системы электроснабжения населенного пункта с внешними межсистемными электрическими сетями 330-500-750 кВ,
- кольцевую магистральную сеть 220-330 кВ с двухсторонним питанием и понижающими подстанциями, к которой подключаются сети более высоких напряжений и местные электростанции,
- кольцевую сеть внутреннего электроснабжения 110-220 кВ, питаемую от магистральной сети, и предназначенную для обеспечения городских сетей 10 кВ.
- сооружения глубоких вводов 110 кВ для питания отдельных районов населенного пункта, не охватываемых кольцевой сетью.

Модель системы электроснабжения населенного пункта приведена на рисунке 3.32.



Рисунок 3.32 – Модель системы электроснабжения населенного пункта

Источник: разработано автором на основании [76, 191]

По мере увеличения нагрузки потребителей населенного пункта и, соответственно, возрастания ее плотности необходимо в систему электроснабжения вводить новые подстанции

таким образом, чтобы радиус обслуживания находился в пределах наилучшего, обеспечивая максимальную загрузку элементов системы электроснабжения с сохранением требуемого резерва мощности. Отсюда сооружение дополнительных подстанций должно осуществляться последовательно во времени по мере роста нагрузки с использованием пропускной способности существующих элементов электроснабжения.

Направление развития системы электроснабжения территориальных образований определяет изменение графиков нагрузки потребителей в узлах поставки электроэнергии в зимний и летний периоды, характеризующих:

- плотность и неравномерность энергопотребления,
- коэффициенты утреннего максимума нагрузки и ее летнего снижения,
- время использования максимума нагрузки в течение года.

Изменение графиков нагрузки описывает изменение электропотребления, вызванное изменением структуры промышленных потребителей, соотношения их объемов потребления с непромышленной и коммунально-бытовой сферами, а также региональными особенностями прироста электропотребления, определяемых состоянием и экономической активностью регионов. Можно говорить о том, что графики нагрузки характеризуют состояние территориальной экономики, ее пропорции, производственно-ресурсную базу, направления развития.

Основных потребителей электроэнергии можно разбить на две группы: бытовые и промышленные. Режимы электропотребления бытовых потребителей определяются укладом жизни населения и организацией бытового обслуживания. Для них характерна высокая неравномерность электропотребления, вызванная, в первую очередь, изменением осветительной нагрузки в течение суток, что определяет синусоидальный характер их графика нагрузки. Максимум нагрузки наблюдается зимой, летом она принимает свои минимальные значения. Нагрузка промышленных потребителей определяется технологией и сменностью производства. Предприятия с двухсменным производством имеют два выраженных максимума нагрузки, причем утренний максимум превосходит вечерний. Предприятия с непрерывным циклом производства характеризуются почти равномерным графиком нагрузки. На рисунке 3.33 приведено сравнение графиков нагрузки бытовых и промышленных потребителей на примере жилого микрорайона и промышленной зоны населенного пункта.

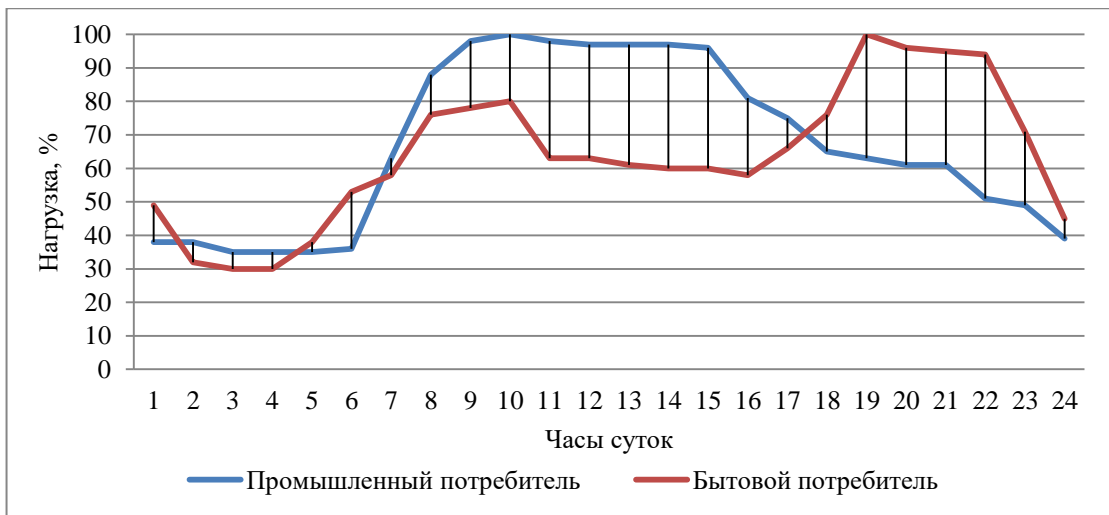


Рисунок 3.33 – Сравнение графиков нагрузки бытовых и промышленных потребителей

Источник: разработано автором на основании [190]

Конфигурация графика нагрузки системы электроснабжения определяется совмещением графиков нагрузки групп потребителей для рассматриваемых узлов поставки электроэнергии. Прогноз его изменения на средне- и долгосрочную перспективу осуществляется с помощью статистических методов прогнозирования с учетом особенностей электропотребления различных групп потребителей.

Непрерывный технологический процесс производства, передачи и потребления электроэнергии в системе электроснабжения сопровождаются хозяйственными и экономическими отношениями, представленными на рисунке 3.34.

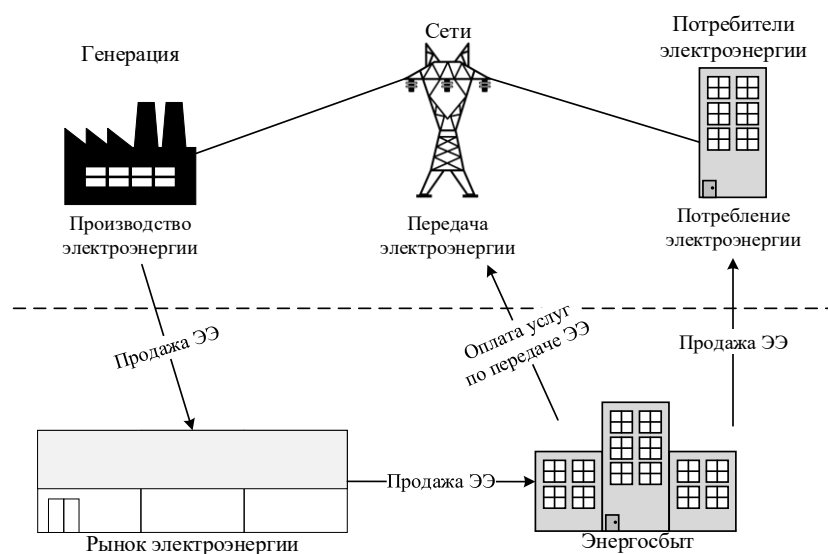


Рисунок 3.34 – Экономические отношения в системе электроснабжения

Источник: разработано автором

Продажа электроэнергии осуществляется преимущественно на оптовом рынке электроэнергии, включающего три торговых сектора:

- долгосрочный рынок двухсторонних договоров, представленный свободными и регулируемые договорами,
- краткосрочный спотовый рынок на сутки вперед, предполагающий проведение двухстороннего аукциона с формированием равновесной цены на основе узлового маржинального ценообразования,
- приближенный к реальному времени поставки балансирующий рынок, на котором осуществляется оплата отклонений факта от плана на основе конкурентного ценообразования.

Данные сектора торговли электроэнергией были рассмотрены ранее. В таблице 3.16 представлено обобщение их механизмов функционирования.

Таблица 3.16 – Механизмы реализации электроэнергии в краткосрочных и долгосрочных периодах

Торговый сектор	Период	Вид планирования	Механизмы
Рынок двухсторонних договоров	долгосрочный	стратегическое планирование на основе прогнозного объема потребления	- свободные договоры с фиксированными ценами и графиками поставки, - регулируемые договоры по фиксированной государством цене (тарифу), определенным объемом и субъектным составом поставки
Рынок на сутки вперед	краткосрочный	планирование на сутки вперед обеспечения объемов потребления, не покрытых на рынке двухсторонних договоров	- узловое маржинальное ценообразование с учетом потерь и системных ограничений на основе двухстороннего аукциона ценовых заявок поставщиков и потребителей
Балансирующий рынок	приближенный к реальному времени	планирование в реальном времени покрытия отклонений факта от плана реализации электроэнергии на рынке на сутки вперед	- конкурентное ценообразование на покрытие отклонений плана от факта рынка на сутки вперед

Источник: разработано автором

Поставщиками рынка электроэнергии являются оптовые и территориальные генерирующие компании (ОГК, ТГК). Потребителей представляют крупные потребители и сбытовые компании, реализующие электроэнергию преимущественно населению. В свою



очередь, инфраструктурными организациями являются сетевые компании (федеральная сетевая компания (ФСК ЕЭС), межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), территориальные сетевые организации (ТСО)), системный оператор (СО ЕЭС), администратор торговой системы (АТС), центр финансовых расчетов (ЦФР), оператор экспорта-импорта (Интер РАО).

Для проведения конкурентного отбора ценовых заявок участников рынка применяется расчетная модель электрической сети энергорынка [12, 24, 265]. Она содержит характеристики сети и сетевого оборудования, топологию и параметры линий электропередач (таблица 3.17).

Таблица 3.17 – Параметры расчетной модели оптового рынка электроэнергии

Параметры	Значения
Число узлов с описанием технологических ограничений	9243
Число линий высокого напряжения с описанием их технологических параметров	14543
Число контролируемых сечений (совокупности линий электропередач), регулируемых системным оператором для контроля над перетоками мощности, включая верхние и нижние ограничения на переток	1062
Число выделенных режимных генерирующих единиц с задаваемыми графиками нагрузки и технологическими ограничениями	1523
Число электростанций	748
Число энергоблоков	2498

Источник: разработано автором на основании [24, 160, 265]

Расчетная модель позволяет определять равновесную цену в каждом узле электрической сети, таким образом, создавая ценовые сигналы участникам рынка. Составляющие цены электроэнергии для конечного потребителя приведены на рисунке 3.35.

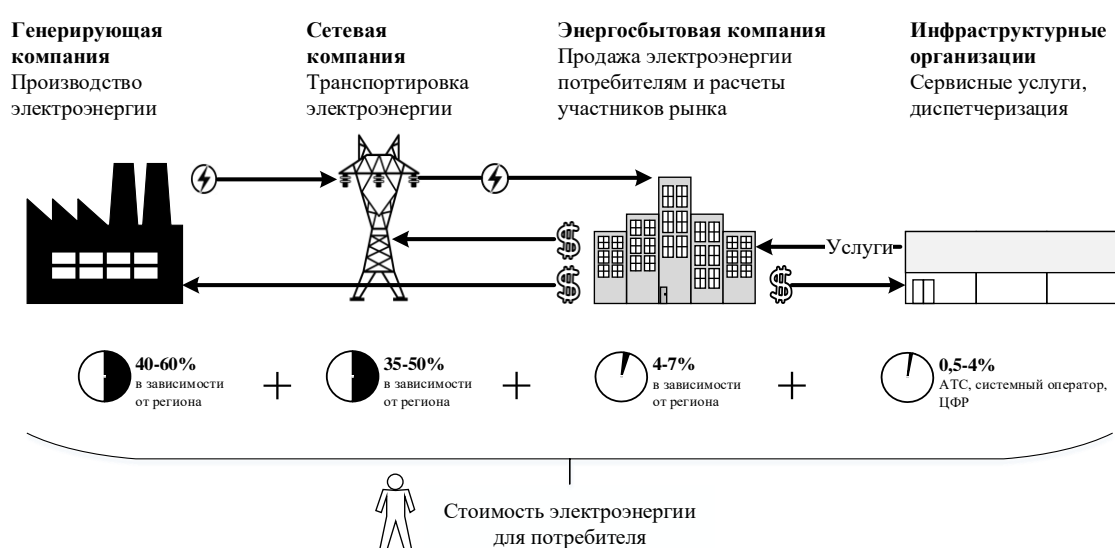


Рисунок 3.35 – Структура стоимости электроэнергии для конечного потребителя

Источник: разработано автором

В общем виде технологическая и коммерческая схемы организации системы электроснабжения территориального образования в условиях оптового рынка электроэнергии представлены на рисунках 3.36 и 3.37.

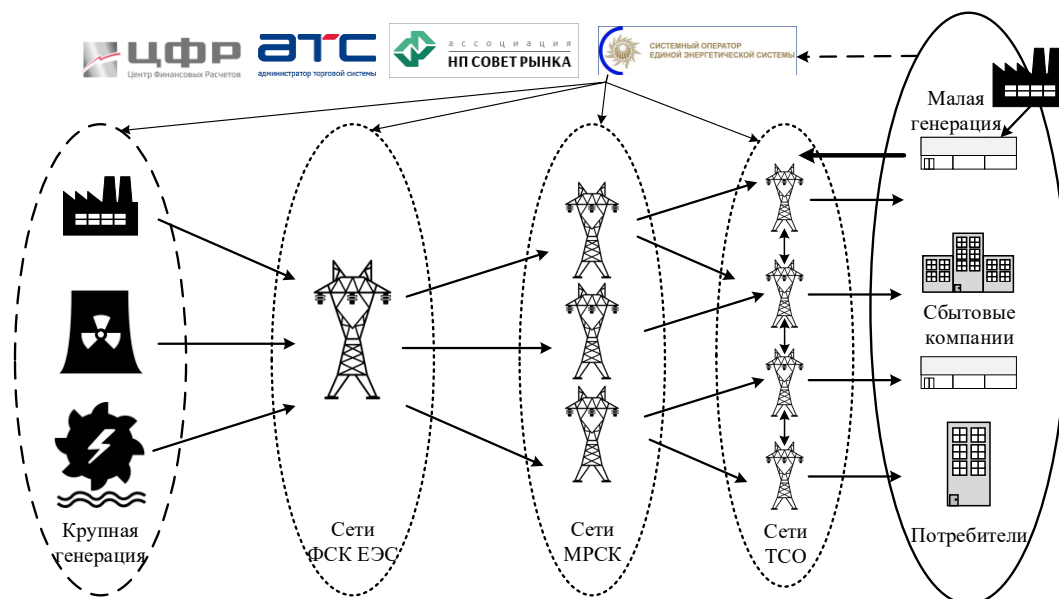


Рисунок 3.36 – Технологическая схема организации системы электроснабжения в условиях оптового рынка электроэнергии

Источник: разработано автором

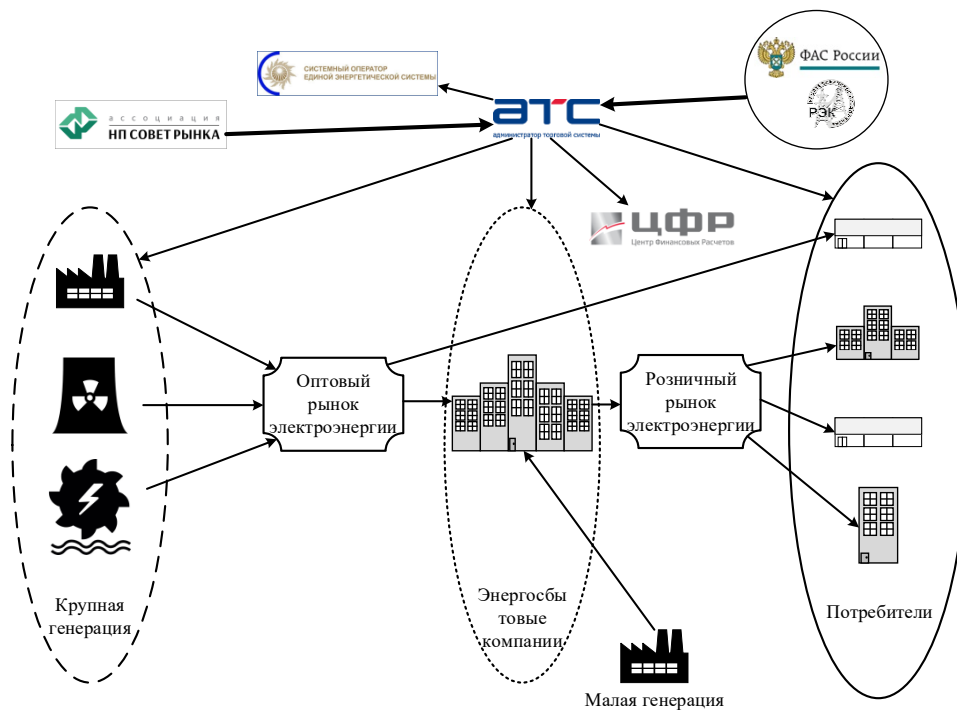


Рисунок 3.37 – Коммерческая схема организации системы электроснабжения в условиях оптового рынка электроэнергии

Источник: разработано автором

Одним из перспективных направлений развития рынка электроэнергии является создание полноценного двухуровневого (оптового и розничного) рынка электроэнергии, путем вывода основных производственных мощностей территориальных генерирующих компаний (ТЭЦ) на розничный рынок электроэнергии и, таким образом, развития на нем конкурентной среды. На данный момент розничные рынки представляют собой всего лишь региональную зону сбора денег с потребителей энергосбытовыми компаниями. На розничных рынках фактически отсутствуют производители электроэнергии кроме малых электростанций, работающих на электрическую нагрузку в структуре предприятий и не способных создать конкурентную среду.

Вывод на розничный рынок ТЭЦ предполагает выстраивание конкуренции в сфере производства электроэнергии и тепла и реализации достигаемого на них топливно-экономического эффекта, в том числе за счет адаптации их функционирования к рыночным условиям путем их производственно-технологической модернизации.

Новая модель рыночных отношений в системе электроснабжения, обеспечивающая развитие двухуровневого конкурентного рынка электроэнергии, основана на следующих принципах:

1. ТЭЦ преимущественно функционируют на соответствующих розничных рынках, обеспечивая конкуренцию местной генерации с поставками с оптового рынка электроэнергии за договоры с потребителями, работая в экономических режимах.
2. Выдача мощности всех без ограничения потребителей и местных электростанций осуществляется в сеть межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) и территориальных сетевых организаций (ТСО).
3. Для местных потребителей на розничный рынок от ТЭЦ поставляется только электроэнергия, выработанная в теплофикационном режиме. Электроэнергия ТЭЦ, произведенная в конденсационном режиме, предлагается на оптовый рынок для покрытия пиковой части нагрузок и используется как ресурс на рынке системных услуг.
4. Субъектами оптового рынка остаются электростанции оптовых генерирующих компаний (ОГК), ГЭС и АЭС. Конкурентный ценовой отбор на оптовом рынке осуществляется с участием конденсационных «хвостов» ТЭЦ для покрытия пиковой части графика электрических нагрузок.
5. Ценообразование поставок АЭС и ГЭС на оптовый рынок осуществляется по регулируемым государством ценам. Отпускная цена электроэнергии с оптового рынка на розничный рынок определяется как средневзвешенная цена, получаемая из

маржинальной цены электроэнергии ТЭС, функционирующих в составе ОГК, и регулируемых цен поставки электроэнергии от АЭС и ГЭС.

6. Зонами действия конкурентных розничных рынков являются зоны свободного перетока электроэнергии, а также территории отдельных крупных субъектов страны. При этом функции коммерческих операторов розничных рынков будут выполнять гарантирующие поставщики после их преобразования в филиалы АТС.
7. Функции ныне действующих гарантирующих поставщиков передаются региональным отделениям МРСК и обособляются в отдельный вид деятельности.
8. Создается рынок системных услуг в виде отдельного торгового сектора оптового рынка с обязательным участием на нем потребителей с управляемой нагрузкой и промышленных блок-станций.

Реализация данной модели рыночных отношений в системе электроснабжения должна позволить высвободить значительные резервы повышения эффективности работы рынка электроэнергии и стабилизировать цены на электроэнергию и тепло в границах территориальных образований.

#### 3.4.2 Разработка прогнозной экономико-математической модели общеэнергетической системы с различной производственной структурой

Как отмечалось ранее, система электроснабжения наряду с системой теплоснабжения, формируют производственную часть общеэнергетической системы. Особенностью системы электроснабжения является транспорт электроэнергии от множества источников ее генерации во множество узлов поставки, которые могут быть значительно удалены друг от друга и находиться в различных территориальных образованиях. Отсюда моделирование общеэнергетической системы требует перехода от балансовых методов построения моделей к балансово-сетевым.

На рисунке 3.38 представлена 5-узловая (узлы поставки электроэнергии) балансово-сетевая модель общеэнергетической системы. Для описания ее структуры используется граф связей, отражающий энергетические взаимосвязи между производственными подсистемами и ограничения на перетоки энергии. Вершинами графа являются узлы поставки (и потребления) электроэнергии и узлы поставки (и потребления) тепла. Дугами графа являются электрические и тепловые сети. К узлам поставки тепла подключены потребители  $C_Q$  и производители тепловой энергии ( $Q$  - тепловой источник (котельная),  $NQ$  - комбинированный источник (ТЭЦ)). К узлам поставки электроэнергии – потребители  $C_N$  и производители электрической

мощности ( $N$  - источник электроэнергии (КЭС),  $NQ$  - комбинированный источник (ТЭЦ)). Наличие комбинированных источников, подключенных к узлам поставки тепла и электроэнергии, связывает едиными режимами работы системы тепло- и электроснабжения потребителей на территориальном уровне.

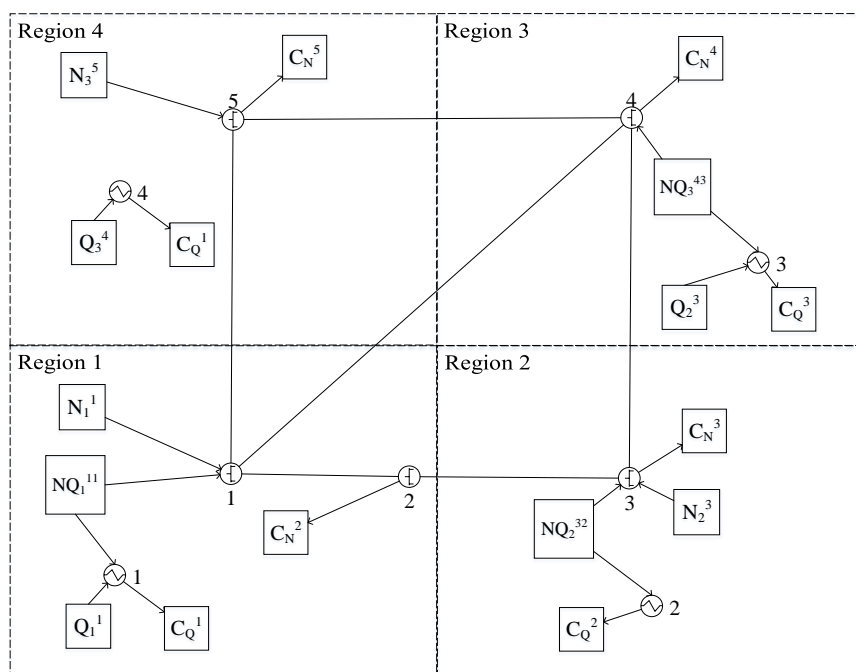


Рисунок 3.38 – Балансово-сетевая модель общеэнергетической системы

Источник: разработано автором

Как видно, на территориальном уровне общеэнергетическая система может быть представлена одним или несколькими узлами поставки электроэнергии, причем они могут быть, как связаны с узлами поставки тепла режимами работы при наличии комбинированных источников энергии, так и отдельно функционировать от них при раздельном производстве.

Выделяются следующие модели производственных структур общеэнергетической системы территориального образования:

1. Производственная структура представлена источником электроэнергии (КЭС), комбинированным источником (ТЭЦ) и источником тепла (котельной). Система электроснабжения включает два узла поставки электроэнергии. КЭС и ТЭЦ подключены к первому узлу поставки электроэнергии, во втором узле находится крупный потребитель электроэнергии. В узле поставки тепла подключены ТЭЦ и котельная. Данная структура соответствует квадранту Region 1.

2. Производственная структура представлена источником электроэнергии (КЭС), комбинированным источником (ТЭЦ) и источником тепла (котельной). Система электроснабжения включает один узел поставки электроэнергии, к которому помимо источников электроэнергии подключен потребитель. В узле поставки тепла подключены ТЭЦ и котельная. Данная структура соответствует квадранту Region 2.
3. Производственная структура представлена комбинированным источником (ТЭЦ) и источником тепла (котельной). Система электроснабжения включает один узел поставки электроэнергии, к которому помимо комбинированного источника подключен потребитель. В узле поставки тепла подключены ТЭЦ и котельная. Данная структура соответствует квадранту Region 3.
4. Производственная структура представлена источником электроэнергии (КЭС) и источником тепла (котельной). Система электроснабжения включает один узел поставки электроэнергии, к которому помимо источника электроэнергии подключен потребитель. В узле поставки тепла подключена котельная. Данная структура соответствует квадранту Region 4.

При моделировании общеэнергетической системы для исследования изменения ее балансовой структуры будем считать:

- система электроснабжения допускает свободные перетоки электроэнергии между узлами без учета ограничений на пропускную способность,
- затраты на транспорт электроэнергии пропорциональны расстоянию и объему ее передачи,
- к узлам поставки электроэнергии могут быть подключены как производители (КЭС и ТЭЦ) и потребители энергии, так и только потребители или производители; затраты на передачу производителя в узел подключения отсутствуют,
- при комбинированном производстве на ТЭЦ вся отпущенная электроэнергия реализуется на рынке,
- в узлах поставки электроэнергии применяется маржинальная модель ценообразования,
- система теплоснабжения представлена одним (котельная или ТЭЦ) или несколькими тепловыми источниками (котельная и ТЭЦ); затраты на транспорт от нескольких тепловых источников принимаются одинаковыми,
- в узлах поставки тепла при наличии нескольких тепловых источников может применяться ценообразование, как на основе модели единого закупщика, так и единой тепловой компании; при этом при подключении к узлу нескольких тепловых источников

отдается предпочтение модели единого заказчика, одного источника – модели единой тепловой компании,

- рационализация функционирования и развития общеэнергетической системы осуществляется по пути снижения общесистемных производственных и транспортных затрат.

Изменение загрузки тепловых источников системы теплоснабжения приводит к изменению загрузки источников системы электроснабжения и, соответственно, изменению балансовой структуры общеэнергетической системы, которую в данном случае можно охарактеризовать как межотраслевую, объединяющую сферы производства тепла и электроэнергии.

Алгоритм составления прогноза изменения межотраслевой балансовой структуры общеэнергетической системы представлен на рисунке 3.39.



Рисунок 3.39 – Алгоритм прогнозирования изменения межотраслевой балансовой структуры общеэнергетической системы

Источник: разработано автором

Применение конкурентного механизма ценообразования на рынке электроэнергии направлено на снижение производственных и транспортных издержек в целом по энергосистеме. Таким образом, определение межотраслевой балансовой структуры общеэнергетической системы можно представить в виде последовательного решения следующих задач:

1. Задача оптимизации производственных (топливных) затрат по общеэнергетической системе.
2. Задача оптимизации транспортных затрат по общеэнергетической системе.
3. Задача определения структуры предложения и сложившейся цены на энергетическую продукцию в узлах поставки.
4. Задача представления межотраслевой балансовой структуры общеэнергетической системы.

Задачу оптимизации производственных затрат по общеэнергетической системе можно представить в виде следующей задачи математического программирования:

$$PC(N - N') = \min [PC_1(N_1) + PC_2(N_2) + \dots + PC_n(N_n)] \quad (3.34)$$

$$\begin{cases} N_1 + N_2 + \dots + N_n = N - N' \\ PC_i(N_i) = a_i + b_i N_i + c_i N_i^k \\ N_i^{\min} \leq N_i \leq N_i^{\max} \\ N > N' \end{cases}, \quad (3.35)$$

где  $PC_i(N_i)$  - производственные затраты  $i$ -го источника электроэнергии при выработке  $N_i$ ;  $N_i^{\min}, N_i^{\max}$  - технологические ограничения производства электроэнергии  $i$ -го источника электроэнергии, обусловленные составом генерирующего оборудования и его режимными характеристиками;  $N$  - объем потребности в электроэнергии,  $N'$  - объем потребности в электроэнергии, обеспеченный комбинированными источниками.

Для комбинированных источников затраты на производство электроэнергии определяются установившейся балансовой структурой производства и потребления на рынке тепловой энергии. В свою очередь, она зависит от модели рынка тепла, метода распределения затрат, количества тепловых источников в узле поставки и объема спроса на тепло (графика тепловой нагрузки по продолжительности). Алгоритм определения балансовой структуры системы теплоснабжения при различных методах ценообразования на рынке тепла был рассмотрен ранее.

Задача оптимизации транспортных затрат по общеэнергетической системе сводится к решению следующей задачи математического программирования:



$$TC(N) = \min \left[ \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m TC_{ij}(N_{ij}) \right] = \min \left[ \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m T_{ij} N_{ij} \right] \quad (3.36)$$

$$\begin{cases} N_{11} + N_{12} + \dots + N_{1m} = N_1 \\ \dots \\ N_{n1} + N_{n2} + \dots + N_{nm} = N_n \\ N_{11} + N_{21} + \dots + N_{n1} = V_1 \\ \dots \\ N_{1n} + N_{2n} + \dots + N_{mn} = V_m \\ N_1 + N_2 + \dots + N_n = V_1 + V_2 + \dots + V_m \end{cases}, \quad (3.37)$$

где  $T_{ij}, N_{ij}$  - цена и объем передачи электроэнергии по магистрали  $(i, j)$ ,  $N_i$  - объем отпуска электроэнергии  $i$ -м источником,  $V_j$  - объем потребления электроэнергии в  $j$ -м узле поставки,  $n, m$  - число источников и узлов поставки электроэнергии соответственно.

Для описанной ранее 5-узловой модели общеэнергетической системы данная транспортная модель представлена на рисунке 3.40.

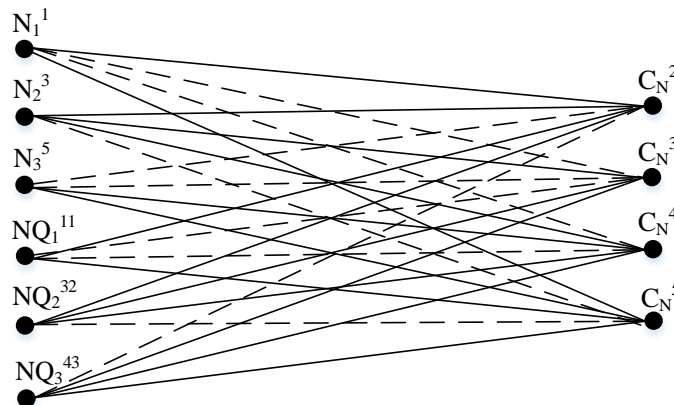


Рисунок 3.40 – Транспортная модель общеэнергетической системы

Источник: разработано автором

Задача определения структуры предложения и стоимости электроэнергии в узле поставки при маргинальном ценообразовании на основе аукциона решается с помощью построения ступенчатой кривой предложения. Для ее аналитического выражения применяется функция Хевисайда:

$$H(N) = C_1 + \sum_{i=1}^{n-1} \frac{C_{i+1} - C_i}{1 + e^{-2k(N - \sum_{j=1}^i N_j)}} \quad (3.38)$$

$$\begin{cases} C_1 \leq C_2 \leq \dots \leq C_n \\ C_i = (PC_i + TC_i) / N_i \end{cases}, \quad (3.39)$$

где  $(C_1, N_1), (C_2, N_2), \dots, (C_n, N_n)$  - проранжированные по возрастанию стоимости ценовые предложения производителей в узле поставки, включающие затраты на производство и транспорт электроэнергии.

Тогда равновесная рыночная цена в  $i$ -м узле поставки будет определяться как:

$$P_i^0 = H(V_i) \quad (3.40)$$

где  $V_i$  - объем потребления электроэнергии в  $i$ -м узле поставки.

Цена в узле поставки соответствует самому дорогому (закрывающему) ценовому предложению, объем которого принимается рынком. Графическое представление формирования равновесной цены в узле поставки электроэнергии приведено на рисунке 3.41.

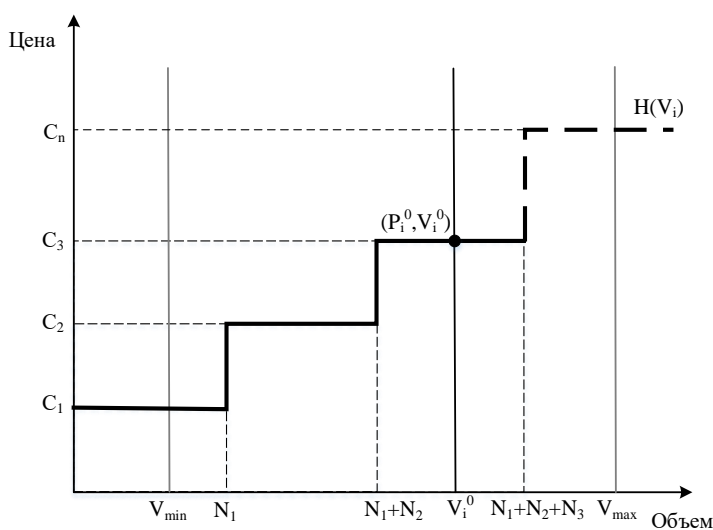


Рисунок 3.41 – Ценообразование в узле поставки электроэнергии

Источник: разработано автором

Для представления результатов прогноза межотраслевой балансовой структуры общеэнергетической системы предлагается следующая форма, приведенная в виде таблицы 3.18.

Таблица 3.18 – Форма представления межотраслевой балансовой структуры общеэнергетической системы

Электроснабжение				
Характеристика	1-й узел поставки э/э	...	m-й узел поставки э/э	Итог
Объем потребления условного топлива				
Объем производства электроэнергии				

Продолжение таблицы 3.18

Доля производства электроэнергии в комбинированном цикле, %				%
Объем потребления электроэнергии (учитываются потери в сетях и расходы на собственные нужды)				
Цена электроэнергии в узле поставки				уср.
<b>Теплоснабжение</b>				
Характеристика	1-й узел поставки т/э	...	к-й узел поставки т/э	Итог
Объем потребления условного топлива				
Объем производства тепла				
Доля производства тепла в комбинированном цикле, %				%
Объем потребления тепла (учитываются потери в сетях и расходы на собственные нужды)				
Цена тепла в узле поставки				уср.
<b>Структура потребления топлива, %</b>				
<b>Структура производства энергетической продукции, %</b>				
<b>Структура производства энергетической продукции в комбинированном цикле, %</b>				
<b>Соотношения цен на энергетическую продукцию</b>				

Источник: разработано автором

Соответственно прогноз межотраслевого баланса общеэнергетической системы в границах территориальных образований можно представить в виде таблицы 3.19.

Таблица 3.19 – Форма прогноза межотраслевого баланса общеэнергетической системы

Характеристика	Территориальное образование 1			...	Территориальное образование n		
	Электроснабжение	Теплоснабжение	Всего		Электроснабжение	Теплоснабжение	Всего
Потребление условного топлива							
Производство энергетической продукции							
Производство в комбинированном цикле							
Потребление энергетической продукции							
Экспорт		-				-	
Импорт		-				-	

Источник: разработано автором

Приведенные разработки формируют экономико-математическую модель общеэнергетической системы, позволяющую на основе ее балансово-сетевого представления составлять прогноз межотраслевого баланса территориального образования с учетом взаимовлияния изменений производственных структур систем тепло- и электроснабжения, вызванных рыночными факторами.

### 3.4.3 Разработка подхода к оценке системного эффекта от мероприятий по повышению эффективности комбинированного производства в рыночных условиях

Особенностью предложенной экономико-математической модели общеэнергетической системы является возможность оценки системного эффекта от структурно-организационных и производственно-технологических решений повышения эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях. Под системным эффектом понимается возникновение новых свойств у общеэнергетической системы, проявляющихся в изменении ее балансовой структуры, производственной эффективности, рентабельности, а также цены производимой энергетической продукции для потребителей.

Как отмечалось ранее, повышение эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях является одним из основополагающих факторов роста уровня энергетической безопасности территориального образования. При этом на данный момент ТЭЦ сталкиваются с проблемами потери конкурентоспособности на рынках электрической и тепловой энергии, что связано, как с их производственно-технологическими особенностями работы, так и несоответствием принятых финансовых механизмов функционирования энергорынков принципам экономической эффективности комплексного энергоснабжения потребителей.

В работе рассматриваются два подхода к повышению конкурентоспособности комбинированного производства энергетической продукции:

- на основе структурно-организационных решений, меняющих правила функционирования ТЭЦ на рынке электроэнергии, позволяющих реализовать преимущества совместной выработки энергетической продукции,
- на основе производственно-технологических решений, позволяющих повысить экономическую эффективность ТЭЦ в существующих условиях функционирования энергорынков.

В качестве структурно-организационного решения рассматривается изменение модели участия на оптовом и розничном энергорынках ТЭЦ в зависимости от режимов работы ее основного генерирующего оборудования. При работе энергоустановок в экономичном

теплофикационном режиме ТЭЦ осуществляет свою деятельность на розничном рынке электроэнергии, реализуя комплексное энергоснабжение местных потребителей. При переходе в конденсационный режим электроэнергия реализуется на оптовом энергорынке для покрытия пиковой нагрузки.

В качестве производственно-технологических решений, адаптирующих работу ТЭЦ в экономических режимах к требованиям современных энергорынков, рассматриваются:

- повышение маневренных характеристик работы ТЭЦ на основе применения баков-аккумуляторов сетевой воды,
- повышение доли выработки энергетической продукции на тепловом потреблении в течение года на основе применения многоступенчатого подогрева сетевой воды,
- повышение объема выработки электроэнергии на тепловом потреблении на основе организации технологического контура предварительного подогрева сетевой воды.

Подробный анализ данных структурно-организационных и производственно-технологических решений был проведен в предыдущих разделах. Для оценки системного эффекта от их применения был разработан алгоритм, приведенный на рисунке 3.42.

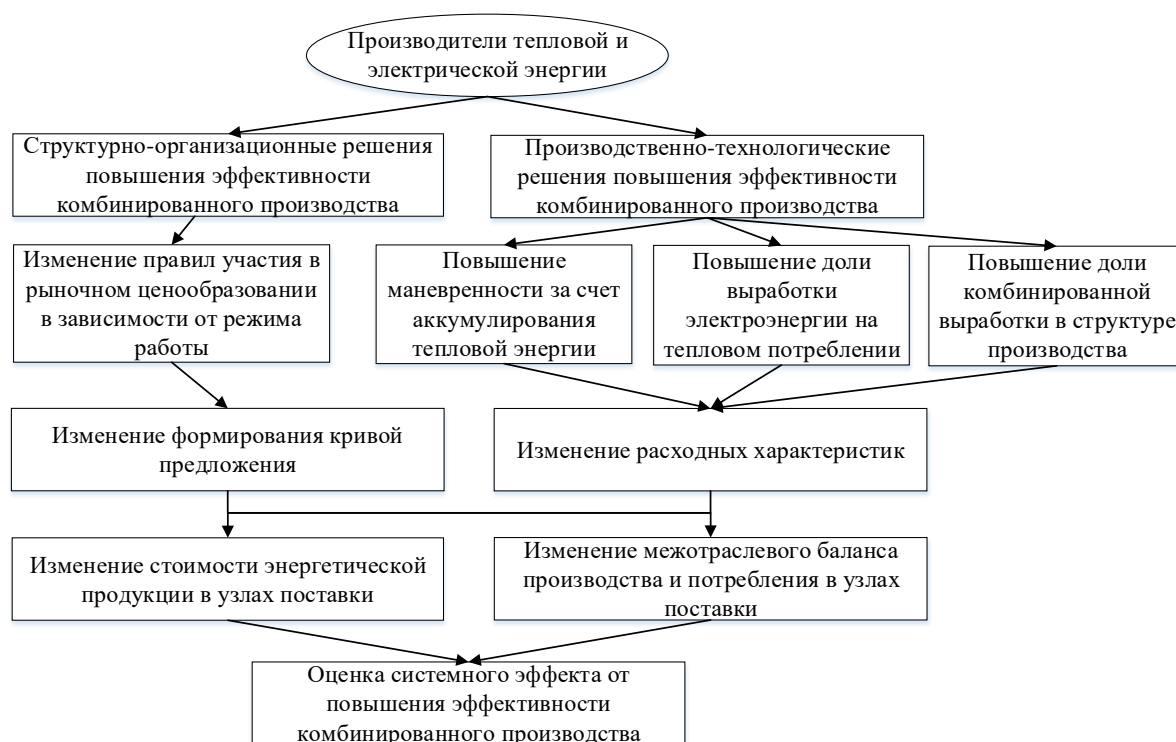


Рисунок 3.42 – Алгоритм оценки системного эффекта от повышения эффективности комбинированного производства в рыночных условиях

Источник: разработано автором

Основой рассматриваемого структурно-организационного решения является изменение правил участия в рыночном ценообразовании ТЭЦ. Предполагается, что в теплофикационном режиме ТЭЦ будут реализовывать электроэнергию вместо оптового на розничном энергорынке. В свою очередь, это приведет к смещению кривой предложения на оптовом рынке электроэнергии в направлении более высоких цен. Вместе с тем, как было показано ранее, повышению цены на оптовом рынке электроэнергии будет препятствовать снижение объема спроса, который будет удовлетворяться на розничном энергорынке. Экономия топлива достигается на основе перехода ТЭЦ от участия в покрытии графика нагрузки оптового энергорынка (где ТЭЦ работает с позиции максимума прибыли, зачастую в низкоэкономичных режимах (по схеме раздельного производства) при высокой оптовой цене на электроэнергию) к покрытию графика нагрузки местных потребителей и организации их комплексного энергоснабжения. Снижение цены на энергетическую продукцию для конечного потребителя обеспечивается за счет уменьшения транзакционных и транспортных издержек ТЭЦ. Повышение прибыли ТЭЦ возможно благодаря преимущественной работе на рынке тепла при повсеместном внедрении метода ценообразования на основе альтернативной котельной и отнесении экономии топлива при комбинированном производстве на тепло. При работе на оптовом рынке ТЭЦ, наоборот, в большинстве случаев целесообразно относить экономию на электроэнергию, что способствует извлечению высокой прибыли от реализации электроэнергии, так как цена на нее значительно больше, чем на тепло. Отсюда переход ТЭЦ с оптового энергорынка на розничный энергорынок может привести к снижению прибыли от реализации электроэнергии при ее повышении от продажи тепла. Так как большая часть ТЭЦ являются паротурбинными, вырабатывающими в номинальном режиме в два раза больше тепла, чем электроэнергии, данный переход при определенных условиях для ТЭЦ будет экономически целесообразен.

Производственно-технологические решения позволяют повысить эффективность работы ТЭЦ в условиях рынка, увеличивая выработку энергетической продукции на тепловом потреблении при заданном графике нагрузки и снижая расход топлива. Увеличение выработки энергетической продукции на ТЭЦ способствует повышению ее прибыли, в то время как возникающая экономия топлива также может являться драйвером для снижения цены на энергетическую продукцию для конечного потребителя.

Эффективность рассматриваемых решений во многом зависит от структуры энергосистемы территориального образования и применяемых методов ценообразования на рынках электроэнергии и тепла. В таблицах 3.20 и 3.21 представлена оценка системного эффекта от рассматриваемых структурно-организационных и производственно-

технологических решений повышения эффективности комбинированного производства на ТЭЦ для приведенной в предыдущем разделе 5-ти узловой модели общеэнергетической системы. Расчет осуществлялся как по выделенным районам, отражающим возможные варианты организации территориальных энергосистем, так для всей объединенной энергосистемы. При выполнении расчета принималось:

- потребители электроэнергии различных районов характеризуются одинаковыми графиками нагрузки, также как и потребители тепла,
- энергоустановки производителей одного и того же вида имеют одинаковую номинальную мощность и характеризуются однотипными расходными характеристиками,
- спрос на энергетическую продукцию объединенной энергосистемы в полном объеме обеспечивается имеющимися генерирующими мощностями; при этом допускается переток электроэнергии между различными районами энергосистемы,
- узлы поставки электроэнергии, находящиеся у границ района, удалены от смежных узлов на расстояние  $r$  и характеризуются затратами на передачу мощности из соседних узлов  $0,3 \cdot PC$ ; остальные смежные узлы удалены на расстояние  $2 \cdot r$ , которому соответствуют затраты на передачу  $0,6 \cdot PC$ ,
- на оптовом рынке электроэнергии действует маржинальная модель ценообразования; предложение КЭС является ценообразующим и ограничивает ТЭЦ в повышении цены на электроэнергию при разнесении затрат,
- на рынке тепла действует модель единого закупщика; ценовое предложение ТЭЦ ограничивает цена на тепло местной котельной, а при ее отсутствии – предельный тариф на тепло, рассчитанный методом альтернативной котельной.

Таблица 3.20 – Оценка системного эффекта от структурно-организационных мероприятий по повышению эффективности комбинированного производства в рыночных условиях

Характеристика	Район 1	Район 2	Район 3	Район 4	Объединенная энергосистема
Экономия потребления условного топлива, %	+6	0	+6	0	+3
Снижение цены на электроэнергию, %	+26	+18	+32	-15	+15
Снижение цены на тепло, %	+6	0	+6	0	+3
Повышение доли комбинированного производства					
- по производству электроэнергии, %	+8	+4	+12	-6	+5
- по производству тепла, %	+6	0	+6	0	+3

Продолжение таблицы 3.20

Повышение прибыльности комбинированного производства					
- от производства электроэнергии, %	+6	+4	+2	0	+3
- от производства тепла, %	+12	0	+12	0	+6
Повышение уровня энергетической безопасности, %	+32	+18	+38	-15	+18

Источник: разработано автором

Таблица 3.21 – Оценка системного эффекта от производственно-технологических мероприятий по повышению эффективности комбинированного производства в рыночных условиях

Характеристика	Район 1	Район 2	Район 3	Район 4	Объединенная энергосистема
<b>1. Повышение маневренных характеристик работы ТЭЦ на энергорынках</b>					
Экономия потребления условного топлива, %	+8	+8	+8	+4	+7
Снижение цены на электроэнергию, %	+6	+6	+6	+4	+5
Снижение цены на тепло, %	+8	0	+8	0	+4
<b>Повышение доли комбинированного производства</b>					
- по производству электроэнергии, %	+10	+10	+10	+6	+9
- по производству тепла, %	+40	+20	+40	0	+25
<b>Повышение прибыльности комбинированного производства</b>					
- от производства электроэнергии, %	+4	+4	+4	0	+3
- от производства тепла, %	+12	+10	+12	0	+9
Повышение уровня энергетической безопасности, %	+25	+21	+25	+10	+20
<b>2. Повышение доли выработки энергетической продукции на тепловом потреблении на ТЭЦ</b>					
Экономия потребления условного топлива, %	+5	+5	+5	+3	+4
Снижение цены на электроэнергию, %	+3	+3	+3	+2	+3
Снижение цены на тепло, %	0	0	0	0	0
<b>Повышение доли комбинированного производства</b>					
- по производству электроэнергии, %	+5	+5	+5	+3	+4
- по производству тепла, %	0	0	0	0	0
<b>Повышение прибыльности комбинированного производства</b>					
- от производства электроэнергии, %	+5	+5	+5	0	+3
- от производства тепла, %	0	0	0	0	0
Повышение уровня энергетической безопасности, %	+8	+8	+8	+2	+6
<b>3. Повышение объема выработки электроэнергии на тепловом потреблении на ТЭЦ</b>					
Экономия потребления условного топлива, %	+6	+6	+6	+4	+5



Продолжение таблицы 3.21

Снижение цены на электроэнергию, %	+4	+4	+4	+3	+4
Снижение цены на тепло, %	0	0	0	0	0
Повышение доли комбинированного производства					
- по производству электроэнергии, %	+10	+10	+10	+6	+9
- по производству тепла, %	0	0	0	0	0
Повышение прибыльности комбинированного производства					
- от производства электроэнергии, %	+6	+6	+6	0	+4
- от производства тепла, %	0	0	0	0	0
Повышение уровня энергетической безопасности, %	+10	+10	+10	+4	+8

Источник: разработано автором

Энергосистема Района 1 характеризуется наличием источников электроэнергии (КЭС) и тепла (КУ), а также комбинированного источника, роль которого выполняет ТЭЦ, осуществляя совместное производство энергетической продукции. Потребитель электроэнергии удален от узла ее производства и находится у границы района, что создает предпосылки для эффективного покрытия части его нагрузки за счет генерирующих мощностей соседнего района. Потребитель тепла обеспечивается теплом, вырабатываемым котельной и ТЭЦ.

При работе ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии генератор заинтересован в работе по электрическому графику нагрузки энергосистемы. Это обусловлено высокой ценой на электроэнергию, что объясняется маржинальной моделью ценообразования на оптовом рынке и структурой источников энергии района. Для повышения прибыли генератор относит возникающую экономию от комбинированного производства на электроэнергию. При этом для реализации тепловой энергии он не может завышать затраты на производство тепла выше функционирующей в узле поставки котельной. Соответственно цена на рынке тепла для конечного потребителя и прибыль ТЭЦ на тепловом потреблении при модели единого закупщика во многом будет определяться ценовой политикой котельной. Несмотря на это наличие конкуренции в узле поставки тепла не позволит котельной завышать цену до предельного уровня, определяемого методом альтернативной котельной.

Реализация структурно-организационного решения приводит к переходу работы ТЭЦ с оптового рынка на розничный энергорынок. Это вызывает существенное снижение рыночной цены на электроэнергию, а также усиление конкуренции ТЭЦ, находящихся в соседних энергорайонах, за поставку электроэнергии в приграничный узел. Данное обстоятельство потребует перехода ТЭЦ к работе по тепловому графику с целью извлечения необходимой прибыли. В свою очередь, это приведет к снижению цены на тепло для конечного потребителя

и экономии топлива. Цена на электроэнергию для потребителя будет формироваться как средневзвешенная цен оптового и розничного энергорынка. Так как доля ТЭЦ, функционирующих на розничном энергорынке, в структуре энергообеспечения узла потребления значительная, то стоимость электроэнергии для конечного потребителя существенно снизится. Снижению цены также будет способствовать отсутствие трансакционных издержек оптового энергорынка.

Реализация производственно-технологических решений приводит к увеличению доли выработки электроэнергии ТЭЦ на тепловом потреблении, следствием которого является экономия топлива. При маргинальном ценообразовании на оптовом рынке это приведет к незначительному снижению цены на электроэнергию для потребителя за счет небольшого расширения временного интервала, когда ценообразующей заявкой будет являться предложение ТЭЦ. В целом, прибыль ТЭЦ от работы на оптовом рынке электроэнергии возрастет, в том числе, за счет снижения удельных расходов топлива. В случае схемы с баками-аккумуляторами сетевой воды увеличивается также производство тепла, а диапазон регулирования основного генерирующего оборудования значительно расширяется, что позволит повысить эффективность работы ТЭЦ на рынке тепла и приведет к снижению цены на тепловую энергию для конечного потребителя.

Энергосистема Района 2 характеризуется наличием источника электроэнергии (КЭС) и комбинированного источника (ТЭЦ). Районный потребитель находится в расчетном узле включения источников электроэнергии. Также имеются экономические предпосылки для обслуживания потребителя электроэнергии соседнего района, находящегося у его границы. Потребитель тепла обеспечивается тепловой энергией, вырабатываемой на ТЭЦ.

ТЭЦ работает по тепловому графику, что обусловлено тем, что она является единственным источником тепла в узле поставки. Отсюда основной продукцией для ТЭЦ является тепловая энергия. Вырабатываемая электроэнергия на тепловом потреблении реализуется на оптовом рынке электроэнергии, а возникающая экономия от комбинированного производства относится на тепло. Так как графики нагрузки электроэнергии и тепла значительно отличаются и не синхронизированы друг с другом, то это приводит к производству излишков электроэнергии, которые реализуются в приграничном узле поставки с целью недопущения провала цены на электроэнергию в узле подключения. Являясь монополистом на рынке тепла, ТЭЦ может завышать цены на тепловую энергию до величины предельного тарифа, рассчитываемого методом альтернативной котельной.

Реализация структурно-организационного решения в данном случае приведет к снижению рыночной цены в узле подключения, что вызвано тем, что теперь она будет

формироваться не как маржинальная цена оптового рынка, а как средневзвешенная по объемам оптового и розничного энергорынков. Также будет отсутствовать экономический стимул для реализации электроэнергии в приграничном узле поставки, что приведет к продаже практически всей вырабатываемой электроэнергии в узле подключения и, соответственно, организации экономичного комплексного энергоснабжения местных потребителей. Таким образом, стоимость электроэнергии для конечного потребителя снизится, при этом цена на тепло ввиду монопольного положения ТЭЦ на рынке тепла не изменится.

Реализация производственно-технологических решений приведет к увеличению выработки дешевой электроэнергии на тепловом потреблении, которая в основном будет транспортироваться в приграничный узел поставки. Прибыль ТЭЦ от работы на оптовом рынке электроэнергии возрастет незначительно ввиду того, что большая часть дешевой электроэнергии будет вырабатываться в часы низкого спроса на нее. При этом схема с баками-аккумуляторами сетевой воды за счет существенного расширения диапазона регулирования генерирующего оборудования позволит повысить эффективность работы ТЭЦ и ее прибыльность, в первую очередь, на рынке тепла. Ввиду монопольного положения на рынке тепла ТЭЦ стоимость тепловой энергии для конечного потребителя не претерпит существенных изменений при рассматриваемой модели ценообразования.

Энергосистема Района 3 характеризуется наличием комбинированного источника (ТЭЦ), производящего тепловую и электрическую энергию, и источника тепла (КУ). Потребитель электроэнергии находится в расчетном узле включения комбинированного источника, обеспечивающего большую часть его потребности. Потребитель тепла обеспечивается тепловой энергией, выработка которой осуществляется на котельной и ТЭЦ.

Высокая цена на электроэнергию на оптовом энергорынке приводит к заинтересованности генератора в работе по электрическому графику нагрузки энергосистемы, что также обусловлено структурой источников энергии района. Для повышения прибыли генератор относит возникающую экономию от комбинированного производства на электроэнергию. При этом для реализации тепловой энергии он не может завышать затраты на производство тепла выше функционирующей в узле поставки котельной.

Реализация структурно-организационного решения приводит к значительному снижению рыночной цены на электроэнергию, что потребует от ТЭЦ перехода к работе по тепловому графику с целью извлечения необходимой прибыли. В свою очередь, это приведет к снижению цены на тепло для конечного потребителя и экономии топлива. Цена на электроэнергию для потребителя будет формироваться как средневзвешенная цен оптового и розничного энергорынка. Так как доля ТЭЦ, функционирующих на розничном энергорынке, в

структуре энергообеспечения узла потребления значительная, то стоимость электроэнергии для конечного потребителя снизится. При этом следует отметить, что закупка электроэнергии на оптовом энергорынке будет достаточно дорогой в связи с высокими затратами на ее транспорт. Снижению цены также будет способствовать отсутствие транзакционных издержек оптового энергорынка.

Реализация производственно-технологических решений приводит к увеличению доли выработки электроэнергии ТЭЦ на тепловом потреблении и незначительному снижению цены на электроэнергию для потребителя. При этом прибыль ТЭЦ от работы на оптовом рынке электроэнергии возрастет за счет снижения удельных расходов топлива. В случае схемы с баками-аккумуляторами сетевой воды увеличится также выработка тепла, что позволит повысить эффективность работы ТЭЦ на рынке тепла и снизить цены на тепловую энергию для конечного потребителя.

Энергосистема Района 4 характеризуется отдельным производством электроэнергии и тепла, осуществляемым соответственно на КЭС и КУ. Потребитель электроэнергии находится в расчетном узле включения источника электроэнергии. Потребитель тепла обеспечивается тепловой энергией, выработка которой осуществляется с помощью котельной установки.

Высокая цена на электроэнергию в узле поставки электроэнергии приводит к экономической целесообразности транспорта излишков дешевой электроэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ из соседних районов. Таким образом, обеспечивается снижение стоимости электроэнергии для конечного потребителя. При этом на стоимости тепловой энергии ввиду отдельного производства тепла и электроэнергии это фактически не отражается.

Реализация структурно-организационного решения, предполагающего переход ТЭЦ с оптового рынка на розничный энергорынок соседних районов, приведет к повышению цены на электроэнергию, потребность в которой будет удовлетворяться конденсационными электростанциями.

Реализация производственно-технологических решений, приводящих к увеличению доли выработки электроэнергии ТЭЦ на тепловом потреблении, вызовет рост излишков дешевой электроэнергии, импортируемой районом. Таким образом, за счет увеличения объемов реализации прибыль ТЭЦ от работы на оптовом рынке электроэнергии возрастет при снижении стоимости электроэнергии для потребителей района.

### Выводы по Главе 3

В рассмотренном разделе работы был предложен комплекс моделей прогнозирования изменения балансовой структуры территориальной общенергетической системы при

различных сценариях развития энергорынков. В основе моделей лежат балансовый и балансово-сетевой подходы к экономико-математическому моделированию энергосистем.

Для проведения моделирования общеэнергетическая система была представлена в виде иерархии подсистем, на нижнем уровне которой находится подсистема топливообеспечения, на верхнем – взаимосвязанные подсистемы тепло- и электроснабжения.

При моделировании системы топливообеспечения на территориальном уровне с целью составления ее прогнозного баланса учитывается:

- межтопливная конкуренция между основными энергоносителями, в качестве которых принимаются природный газ и энергетические угли;
- взаимозаменяемость природного газа и энергетических углей для энергосистемы в некоторой временной перспективе;
- наличие конкурирующих внешних и внутренних (в границах территориального образования) источников топлива;
- производственные затраты характеризуются функцией падающей эффективности затрат;
- возможность применения различных методов ценообразования в рассматриваемой перспективе на рынках газа и углей (централизованная и биржевая модели формирования цены, а также свободные договоры);
- целевой функцией развития системы топливообеспечения является минимизация цены топлива.

Показано, что в зависимости от горизонта прогнозирования справедливы различные подходы к составлению прогнозного баланса системы топливообеспечения. Так при среднесрочном горизонте прогнозирования структура потребления во многом определена производственно-технологическими ограничениями энергосистемы, но при этом меняется под действием межтопливной конкуренции с учетом применяемых методов ценообразования на рынках топлива. В долгосрочных прогнозах структуре потребления свойственна высокая неопределенность. Отсюда рынки топлив можно рассматривать как единый энергорынок, на котором конкурируют не виды топлива как таковые, а конкретные ценовые предложения, зависящие от разработанности месторождений.

На основе составленных алгоритмов прогнозирования балансовой структуры системы топливообеспечения на средне- и долгосрочную перспективу была сформирована экономико-математическая модель, позволяющая прогнозировать изменение балансовой структуры и стоимости энергоресурсов при различных сочетаниях централизованных и свободных методов ценообразования на рынках газа и углей. Ее преимуществами являются:

- учет конкуренции как между видами топлива (природным газом и энергетическими углями), так и ценовыми предложениями поставщиков;
- учет механизмов государственного регулирования цен на природный газ и энергетические угли;
- учет различных сочетаний методов ценообразования на рынках газа и углей (применяемых и перспективных);
- учет возможности топливообеспечения как за счет внешних источников топлива, так и разработки местных месторождений;
- возможность использования результатов прогнозирования в стратегическом планировании для разработки стратегий диверсификации, как источников (поставщиков) топлива, так и непосредственно самих энергоносителей.

При моделировании системы теплоснабжения для исследования изменения ее балансовой структуры считается:

- теплоснабжение включает централизованную и индивидуальные системы; потребители перемещаются между ними исходя из радиуса эффективного обслуживания и принципа организации альтернативной котельной;
- централизованная система представлена ТЭЦ и котельными, включенными в единую закольцованную теплосеть; в центре тепловых нагрузок находится ТЭЦ, котельные несут нагрузку по остаточному принципу;
- централизованная система работает в условиях рынка тепла, организованного в виде модели единой тепловой компании или единого заказчика;
- ТЭЦ также функционируют на рынке электроэнергии, конкурируя с КЭС; считается, что ТЭЦ конкурентоспособна, если в течение года, работая в различных режимах, обеспечивает экономию топлива в сравнении с КЭС;
- ТЭЦ имеют возможность распределять топливные затраты между теплом и электроэнергией;
- целевой функцией развития системы теплоснабжения является минимизация топливных затрат при заданной модели рынка тепла.

На основе составленного алгоритма прогнозирования балансовой структуры системы теплоснабжения была сформирована экономико-математическая модель, позволяющая прогнозировать изменение балансовой структуры и стоимости тепловой энергии при различных моделях организации рынка тепла. Ее преимуществами являются:

- учет наличия центральной и индивидуальной систем теплоснабжения, а также эффективного радиуса централизованного теплоснабжения;
- учет различных моделей функционирования централизованной системы теплоснабжения (единая тепловая компания, единый заказчик);
- учет распределения затрат ТЭЦ между теплом и электроэнергией, и его влияния на эффективный радиус обслуживания центральной системы;
- учет механизмов регулирования цен на тепло и электроэнергию, оказывающих влияние на распределение топливных затрат ТЭЦ;
- возможность использования для разработки стратегии повышения энергобезопасности на основе нахождения наилучшего сочетания центральной (на основе ТЭЦ) и индивидуальной схем теплоснабжения.

При моделировании общеэнергетической системы с учетом подсистемы электроснабжения принято:

- структура общеэнергетической системы представлена в виде графа связей; вершинами графа являются узлы поставки электроэнергии и узлы поставки тепла, а дугами – электрические и тепловые сети;
- затраты на транспорт пропорциональны расстоянию и объему передачи, а затраты на передачу производителя в узел подключения отсутствуют,
- в узлах поставки электроэнергии применяется маржинальная модель ценообразования, в узлах поставки тепла – ценообразование на основе модели единого закупщика или единой тепловой компании,
- развитие энергосистемы осуществляется по пути снижения общесистемных производственных и транспортных затрат.

Изменение загрузки тепловых источников системы теплоснабжения приводит к изменению загрузки источников системы электроснабжения и, соответственно, изменению балансовой структуры общеэнергетической системы, которая в данном случае является межотраслевой, объединяющей сферы производства тепла и электроэнергии.

На основе составленного алгоритма прогнозирования межотраслевой балансовой структуры общеэнергетической системы была разработана экономико-математическая модель, позволяющая оценивать системный эффект от изменения состава производственных мощностей энергосистемы, а также рыночных правил ее функционирования. Под системным эффектом понимается возникновение новых свойств у общеэнергетической системы, проявляющихся в изменении ее балансовой структуры, производственной эффективности, рентабельности, а также цены производимой энергетической продукции для потребителей.

## Глава 4 Моделирование системы управления развитием общеэнергетической системы и разработка подхода к согласованию управленческих решений на различных организационных уровнях

### 4.1 Организация модельного исследования систем управления

#### 4.1.1 Методы модельного исследования систем управления

Управление представляет собой воздействие с целью перевода объекта управления в желаемое состояние или задания ему требуемого поведения. Соответственно систему управления сложным объектом можно представить в виде совокупности элементов, образующих иерархическую структуру замкнутых контуров движения и преобразования информации, реализующих стратегию управления, позволяющую обеспечить соответствие принимаемых решений достижению установленной цели [49, 92, 109].

Система управления включает управляющую систему и объект управления. Обобщенная структура системы управления приведена на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Обобщенная структура системы управления

Источник: разработано автором на основании [49, 92, 109]

Как видно, управляющая система представлена субъектом управления и исполнительным механизмом. В свою очередь, объект управления представляет собой управляемую систему, на которую с помощью прямой информационной связи осуществляется передача управляющих воздействий из управляющей системы. Реакция объекта управления на



управляющее воздействие передается в управляющую систему с помощью обратной информационной связи.

Процесс управления является замкнутым и включает в себя следующие основные этапы [92, 182, 218]:

- сбор, обработка и анализ информации, необходимой для принятия управленческих решений,
- обоснование принимаемого управленческого решения и выбор управляющего воздействия,
- реализация принятого управленческого решения с помощью исполнительного механизма, заключающаяся в применении управляющих воздействий к объекту управления,
- контроль над состоянием и реакцией объекта управления на управляющее воздействие.

Процесс управления определяет поставленная цель управления и имеющиеся ресурсы.

Множество целей управления можно свести в следующие группы задач:

- задача перевода объекта управления в целевое состояние,
- задача поддержания объекта управления в целевом состоянии,
- задача минимизации затрат системы управления на перевод объекта управления в целевое состояние,
- задача минимизации затрат системы управления на поддержание объекта управления в целевом состоянии.

Ресурсы системы управления ограничивают выбор стратегии управления и, соответственно, набор управленческих воздействий и механизмов их реализации.

Для достижения цели управления в условиях ограничений, наложенных на ресурсы, система управления должна соответствовать следующим требованиям [162, 182]:

- обеспечение наблюдаемости объекта управления, заключающейся в возможности получения информации о его состоянии и реакциях на управленческие воздействия,
- обеспечение управляемости объекта управления, другими словами, способности системы управления перевода его в целевое состояние,
- обеспечение достижимости целей управления, выраженной в возможности получения требуемых показателей и свойств объекта управления,
- наличие возможности выбора управляющих воздействий из множества альтернатив, причем на каждое возможное состояние объекта управления, должно быть

предусмотрено как минимум одно воздействие, переводящее объект в требуемое состояние,

- наличие критерия эффективности управления, другими словами, возможности оценить затраты ресурсов и степени достижения цели,
- наличие ресурсов управления, позволяющих реализовать выбранные управляющие воздействия при заданных ограничениях.

Перевод объекта управления из одного состояния в другое осуществляется за определенное время и характеризуется скоростью переходных процессов [123, 217]. Системы управления разделяются в зависимости от соотношения периодов наблюдения  $T$  и времени переходных процессов  $T_{tp}$  (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Виды систем управления в зависимости от скорости переходных процессов

Вид системы управления	Описание	Соотношение периодов
Конечный автомат	Управление реализуется на основе выявления состояний объекта управления и переходов между ними, описываемых в виде графа	Период смены состояний системы много меньше периода наблюдения, $T_{tp} \ll T$
Динамическая система	Управление реализуется на основе анализа процесса перехода объекта из одного состояния в другое на основе исследования кривых траекторий перехода и их предельного поведения	Период смены состояний системы соответствует периоду наблюдения, $T_{tp} \sim T$
Статическая система	Управление реализуется по отклонениям установившегося процесса от заданных значений, вызванных входными воздействиями	Период смены состояний системы значительно превышает период наблюдения, $T_{tp} \gg T$

Источник: разработано автором на основании [49, 109, 122, 217]

Система управления задается следующими характеристиками:

- структурой системы,
- организованностью элементов системы и их функциональными связями,
- состоянием и поведением системы.

Структура системы управления описывает совокупность ее элементов и имеющихся устойчивых связей между ними. Организованность элементов определяет согласованность их взаимодействия, а функциональные связи между ними – порядок подчинения в процессе реализации функции управления. Состояние системы управления задается некоторым известным вектором значений параметров, характеризующих систему в заданный момент времени, и является ее статической характеристикой. Поведение системы является ее

динамической характеристикой, описывающей совокупность изменений ее состояний и характеризующей устойчивость системы [122, 124].

Система управления в системе организации управления представлена на рисунке 4.2.



Рисунок 4.2 – Система управления в системе организации управления

Источник: разработано автором на основании [122, 124]

Согласно данному представлению система управления рассматривается в статике и динамике.

Статическая характеристика описывает одномоментный срез системы в виде набора параметров, характеризующих ее состояние и причины его изменения, вызванных функциональными связями. В данном случае рассматриваются отдельно субъект и объект управления как относительно самостоятельные системы.

Динамическая характеристика описывает поведение системы в виде траекторий перехода из одного состояния в другое. Она характеризует процесс управления, в рамках которого субъект и объект управления рассматриваются как единое целое в совокупности их связей и взаимодействий.

На данный момент отсутствует сложившаяся методология проведения исследования систем управления. В общем виде исследование системы управления на моделях можно представить в виде рисунка 4.3.



Рисунок 4.3 – Подход к модельному исследованию системы управления

Источник: разработано автором

Система управления рассматривается с двух позиций: ее текущего состояния и того, в котором она должна быть в будущем, чтобы обеспечить управляемость объекта управления. Для модельного описания текущего состояния системы управления применяются методы, которые позволяют провести ее формализацию и выявить возможные рассогласования управления на различных уровнях. Результатом формализации является теоретическая модель системы управления, включающая описание схемы и функций управления на уровне элементов и подсистем, граничные и начальные условия. Полученная модель позволяет проводить практические исследования влияния на качество управления изменения структуры системы управления, состава ее элементов, функциональных связей и отношений между ними. Формируется критерий эффективности системы управления, с позиции которого осуществляется ее реорганизация с целью повышения качества управления при заданных сценарных условиях. Таким образом, формируется модель будущей системы управления, обеспечивающая необходимый уровень управляемости в условиях ограниченных ресурсов управления.

Критерии эффективности отражают цели управления, рациональную организацию и функционирование системы управления, качество ее поведения и потенциал развития.

Цели управления могут быть идентифицированы через показатели результативности, характеризующих ход процесса достижения цели и описывающих соответствие полученных

результатов запланированным. Наличие отклонений является основанием для внесения корректировок в систему управления.

В качестве показателей рациональности структуры системы управления можно применять количество звеньев и уровней управления, степени централизации и функциональной замкнутости системы. Особо важное значение играет оценка соответствия организационной структуры системы управления объекту управления, что требует анализа сбалансированности состава функций управления и целей управления, а также непротиворечивости показателей эффективности.

Качество организационного поведения можно оценить через показатели, характеризующие содержание и организацию процесса управления, такие как производительность и экономичность. Производительность описывает достигаемый результат системой управления в единицу времени. Под экономичностью понимаются относительные затраты на функционирование системы управления [76, 109].

Показателями потенциала системы управления являются адаптивность, управляемость и устойчивость. Адаптивность характеризует способность системы управления изменять свое состояние для эффективного выполнения функции управления при изменении условий функционирования в определенном диапазоне. Управляемость описывает способность системы реагировать должным образом на управленческие воздействия в определенных временных границах. Под устойчивостью понимается способность системы управления обеспечивать соответствие достигаемых результатов поставленной цели под воздействием факторов внешней среды [74, 108]. Для оценки потенциала системы управления можно применять показатели уровня выполнения плановых заданий, отклонений в выполнении директивных указаний, продолжительности переходного процесса, стабильности структуры.

Система критериев эффективности управления представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Критерии эффективности системы управления

Факторы эффективности	Характеристика качества управления	Описание критерия эффективности управления
Достижение цели управления	Результативность	Соответствие полученных результатов целям управления
Обеспечение рациональной структуры управления	Эффективность	Сбалансированность состава функций управления и целей управления
Обеспечение качества организации процесса управления	Экономичность	Опережающий рост эффективности функционирования объекта управления по сравнению с ростом затрат на управление
	Производительность	

Продолжение таблицы 4.2

Наличие потенциала для развития системы управления	Адаптивность	Своевременность реакции системы управления на вызовы среды
	Управляемость	Оперативность и полнота реакции объекта управления на управленческие воздействия
	Устойчивость	Стабильность системы управления в течение длительного периода времени

Источник: разработано автором на основании [76, 176, 122, 124]

Для модельного исследования системы управления применяют различные методы и принципы исследования. Наибольшее распространение получили следующие взаимодополняемые методы исследования: диагностика, анализ, прогнозирование и синтез [110, 121]. Они составляют основу внешнего и внутреннего аудита системы управления (рисунок 4.4).

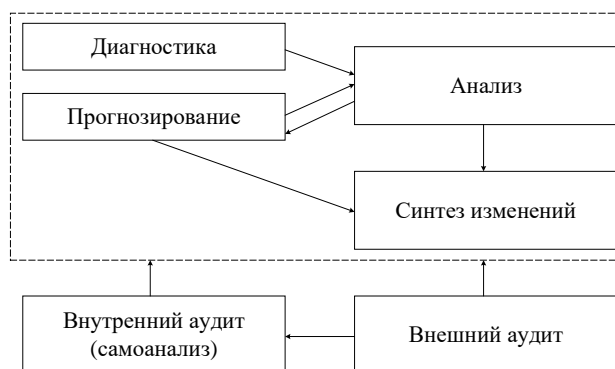


Рисунок 4.4 – Методы проведения исследования системы управления

Источник: разработано автором на основании [110, 121]

Известна также следующая классификация методов исследования систем управления [113, 182, 218]:

- методы активизации использования интуиции и опыта специалистов (МАИС),
- методы формального представления систем (МФПС),
- комплексные методы, использующие элементы МАИС и МФПС.

Методы МАИС применяются для исследования плохо организованных систем управления и включают в себя экспертные, эвристические и диагностические методы, такие как морфологический анализ, метод аналогий, сценарный метод, Дельфи-метод, метод решающих матриц, а также методы структуризации (дерева целей, структурного анализа и декомпозиции).

Методы формального представления систем включают в себя аналитические методы (теория игр и исследование операций), статистические методы (корреляционно-регрессионный

анализ), теоретико-множественные методы (теория множеств), логические методы (булева алгебра), графические методы (алгоритмы на графах).

Комплексные методы исследования представляют комбинаторные методы, методы имитационного моделирования (дискретно-событийные, системной динамики и агентные) и планирования вычислительных экспериментов [52, 89, 112, 264, 310].

Описание областей применения методов исследования систем управления представлено в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Методы исследования систем управления и основные области их применения

Метод исследования	Разновидность методов	Области применения
Структуризации	дерево целей, структурный анализ и декомпозиция (SADT)	Структуризация целей и описание функциональной и организационной структуры системы управления
Диагностический	сценарный метод, матрица SWOT	Стратегическое планирование и прогнозирование состояния системы управления
Эвристический	морфологический анализ, метод инверсии, метод аналогий	Принятие управленческого решения
Экспертный	Дельфи-метод, брейнсторминг, решающие матрицы	Принятие управленческого решения
Аналитический	теория игр, исследование операций	Выявление конфликтов управления, а также составление оптимальных стратегий развития системы управления, совершенствования ее функциональной и организационной структуры
Статистический	корреляционно-регрессионный анализ	Выявление функциональных и стохастических связей между элементами и подсистемами системы управления
Графический	алгоритмы на графах	Визуализация процесса и результатов исследования системы управления
Теоретико-множественный	теория множеств	Математическое представление систем управления и проведение их системного анализа
Логический	булева алгебра	Формальное описание функционирования управляющих механизмов
Комбинаторный	модели комбинаторных конфигураций	Совершенствование систем управления
Имитационный	дискретно-событийный, системная динамика, агентное моделирование	Комплексное описание функционирования систем управления, ее подсистем и элементов

Источник: разработано автором на основании [52, 89, 112, 264, 310]

#### 4.1.2 Теоретико-игровые модели принятия управленческих решений

В сложных системах управления процесс принятия решений связан с необходимостью учета противоречивых интересов субъектов управления, действующих на различных организационных уровнях системы. В данном случае решения, оптимальные для одного субъекта управления, не являются таковыми для другого. При этом результат принятия решения зависит от всех конфликтующих сторон [240, 256, 310].

Конфликтный характер процедуры принятия решения в системах управления можно исследовать с помощью математической теории игр, представляющей собой часть общей теории управления, изучающей процессы принятия оптимальных решений. Математический аппарат теории игр позволяет описывать процессы принятия целенаправленных решений в условиях неопределенности и конфликта, вызываемого столкновением интересов различных субъектов управления.

Под конфликтом понимается явление, возникающее в процессе принятия решения, когда субъекты управления с различными интересами и возможностями выбирают доступные для себя действия в соответствии со своими интересами. В условиях конфликта возникает неопределенность, вызванная несогласованностью поведения субъектов управления при принятии решений. При этом неопределенность также можно интерпретировать как конфликт субъекта управления с неформализованными вызовами внешнего окружения. Отсюда теорию игр можно рассматривать как общую математическую теорию конфликтов, так и теорию принятия оптимальных решений в условиях неопределенности. Она позволяет математизировать ряд важных аспектов принятия решений, что привело к ее широкому применению для исследования проблем управления, планирования и прогнозирования.

Для исследования системы управления разрабатывается ее теоретико-игровая модель. Целью разработки модели является выработка рекомендаций по рациональному образу действий субъектов управления в конфликтных ситуациях и определение оптимальной стратегии каждого из них, обеспечивающей согласование интересов. Также она является основой постановки модельных экспериментов с целью исследования поведения системы управления в сложных ситуациях.

В теории игр конфликт описывается в виде игры, которая ведется по определенным правилам. Вместе с тем, реальные конфликты обычно трудно поддаются формальному описанию. Отсюда игра является упрощенным представлением функционирования системы управления, в которой отражаются только основные факторы, отражающие суть процесса принятия решения.



В зависимости от задачи исследования и исходных данных могут применяться различные теоретико-игровые модели, среди которых следует выделить [51, 125, 139, 280, 311]:

1. Теоретико-игровая модель нахождения оптимального исхода. В качестве исхода рассматривается экономическая ситуация, которую можно описать в виде набора благ, получаемых каждым субъектом управления (участником игры). При этом требуется найти коалиционную структуру и стратегии, реализующие оптимальный исход.
2. Теоретико-игровая модель нахождения оптимального исхода при заданной коалиционной структуре. Предполагается, что задана коалиционная структура, которая не должна меняться по экономическим соображениям. При этом требуется определить правила принятия решений в коалициях (порядок поощрения участников), при которых коалиционная структура не распадется, и, соответственно, система управления будет функционировать с учетом интересов и возможностей ее субъектов.
3. Теоретико-игровая модель нахождения устойчивой коалиционной структуры при заданных правилах принятия решений. Предполагается что правила принятия решения указаны в нормативных актах и постановлениях. При этом требуется определить устойчивую структуру субъектов управления.

Рассмотрим основную терминологию математической теории игр, которая в дальнейшем будет применяться при построении теоретико-игровой модели системы управления общеэнергетической системы территориального образования.

Под игрой будем понимать конфликтную ситуацию, возникающую в системе управления при выработке управленческого решения. Игра включает в себя три элемента: участников игры, правила игры и оценку результатов действий игроков.

Участником игры (субъектом или коалицией) является отдельная совокупность интересов, отстаиваемая в игре. Если данную совокупность интересов отстаивает несколько субъектов управления, то они рассматриваются как один участник игры. Игроки, имеющие противоположные по отношению друг к другу интересы, являются противниками. В игре могут сталкиваться интересы двух или более противников, приводящие к некоторому исходу игры, характеризующему выигрыш или проигрыш участников. Одна реализация игры называется партией, а выбор действия по определенным правилам в процессе партии – ходом. Различают личные и случайные ходы. Личный ход предполагает сознательный выбор действия, разрешенного правилами игры, а случайный – не зависит от воли игрока и определяется случайными факторами. Игры с личными ходами носят название стратегических, а со случайными – азартных. Также распространение получили комбинированные игры, в которых имеется возможность для каждого игрока проанализировать все разнообразные варианты

своего поведения и выбрать ход, ведущий к наилучшему исходу. Но при этом число возможных вариантов поведения (ходов) слишком велико и часть их них осуществляется случайно ввиду того, что игрок не в состоянии перебрать и проанализировать все возможные исходы.

В общем случае неопределенность исхода игры связана с большим количеством вариантов поведения игроков и отсутствием информации о том, какой стратегии будут придерживаться участники игры при принятии решения. В данном случае под стратегией понимается совокупность правил, определяющих выбор варианта действий при каждом личном ходе участника игры в зависимости от сложившейся ситуации. При этом оптимальной стратегией участника игры будет такая, которая обеспечивает ему наилучшее положение в данной игре, другими словами, максимальный выигрыш. Если игра содержит как личные, так и случайные ходы, то оптимальная стратегия обеспечивает максимальный средний выигрыш.

Игра определяется следующим образом [184, 278]:

- имеется множество участников игры, принимающих решения, интересы которых не совпадают, что приводит к возникновению конфликта,
- заданы правила выбора допустимых стратегий, известные участникам игры,
- определен набор возможных конечных исходов игры,
- заданы известные участникам игры функции выигрыша (платежи), соответствующие возможным исходам игры.

Игры классифицируются по числу игроков, количеству стратегий, наличию предварительных переговоров, количеству ходов, виду функции выигрыша. Классификация игр представлена на рисунке 4.5.



Рисунок 4.5 – Классификация игр

Источник: разработано автором на основании [114, 153, 184, 278]

В зависимости от числа игроков игры подразделяются на парные и множественные. Игра является парной, если в ней участвуют два игрока, и множественной, если число игроков больше двух.

В зависимости от числа стратегий игроков игры делятся на конечные и бесконечные. Игра является конечной, если у каждого игрока имеется в распоряжении конечное число стратегий. В противном случае игра является бесконечной.

В зависимости от возможности предварительных переговоров игроков игры разделяются на кооперативные и некооперативные. В кооперативной игре до ее начала формируются коалиции и принимаются согласованные стратегии, направленные на максимизацию общего выигрыша, который в дальнейшем распределяется между участниками. В некооперативных играх игроки не могут координировать стратегии и максимизируют свою функцию выигрыша.

В зависимости от количества ходов игроков различаются одноходовые (статические) и многоходовые (динамические) игры. В одноходовых играх игроки вступают в конфликт однократно, их стратегии заданы начальными условиями и не меняются. В многоходовых играх текущий ход и история ходов оказывают влияние на стратегию игрока, меняющуюся под воздействием другого участника игры, которое может носить стратегический характер. В данном случае стратегический ход игрока заключается в принятии решения, которое влияет на дальнейший выбор противника в пользу этого игрока.

В зависимости от структуры информации выделяются игры с полной и асимметричной информацией. В играх с полной информацией считается, что общеизвестно множество стратегий участников игры и их функции выигрыша. В играх с асимметричной информацией общеизвестна только часть стратегий, другая же неполна или задана в виде вероятностных показателей.

В зависимости от характера выигрышей выделяются игры с нулевой и ненулевой суммой. В играх с нулевой суммой общий выигрыш всех игроков не меняется, а перераспределяется между ними, таким образом, каждый из игроков выигрывает только за счет других. Парная игра с нулевой суммой носит название антагонистической игры. В играх с ненулевой суммой необязательно выигрыш одного игрока означает проигрыш другого, поскольку интересы игроков не являются полностью противоположными.

В зависимости от вида функций выигрыша игры делятся на дискретные (матричные, биматричные, прочие), непрерывные и статистические (игры с природой).

Матричные игры представляют собой конечную парную игру с нулевой суммой. Выигрыш первого игрока задается в виде матрицы, в которой строки соответствуют стратегиям

данного игрока, а столбцы – стратегиям второго игрока. Каждый элемент матрицы соответствует выигрышу.

Биматричные игры выражают конечную парную игру с ненулевой суммой. Выигрыши каждого игрока задаются отдельными матрицами. В каждой матрице строки соответствуют стратегиям первого игрока, а столбцы – стратегиям второго игрока. При этом элементы первой матрицы характеризуют выигрыши первого игрока, а элементы второй матрицы – выигрыши второго.

Матричные игры являются частным случаем дискретных игр, которые представляют собой большинство изучаемых игр. Помимо дискретных игр также исследуются непрерывные игры, характеризующиеся непрерывными функциями выигрышей игроков в зависимости от стратегий. В отличие от дискретных игр методы решения непрерывных игр практически не разработаны [153, 170, 181].

Еще одним классом игр являются игры с природой, в которых один из участников (природа) не заинтересован в исходе игры. В этом случае другой участник (статистик) будет принимать решение в условиях неопределенности. Такие игры также называются статистическими.

В общем виде разработку теоретико-игровой модели можно представить в виде следующих этапов:

1. Проведение идентификации субъектов управления и конфликтных отношений, возникающих в процессе принятия решений. Представление субъектов управления в виде участников игры, направленной на решение конфликта управления.
2. Определение набора стратегий участников игры в виде действий (ходов), которые они могут совершать в зависимости от действий других участников и изменения внешних условий.
3. Определение возможности создания коалиций между игроками с целью реализации согласованных стратегий.
4. Составление функций выигрышей игроков и на их основе конструирование нормальной игры в матричном представлении.
5. Установление объема информации о стратегиях участников игры, доступной каждому игроку.

Решением игры является набор равновесных стратегий игроков. При этом можно выделить следующие виды равновесий, устанавливаемых в процессе взаимодействия участников игры:

- равновесие доминирующих стратегий,

- равновесие Нэша.

Доминирующей стратегией является такой план действий участника игры, который обеспечивает ему максимально возможный выигрыш вне зависимости от действий других игроков. Соответственно равновесием доминирующих стратегий будет пересечение доминирующих стратегий всех участников игры.

Равновесием Нэша является такой выбор рациональных стратегий участниками игры, который будет устойчивым, но при этом не обязательно наилучшим. Другими словами, равновесие достигается в такой ситуации, в которой стратегия каждого из игроков является наиболее выигрышным ответом на действия других игроков. При этом ни один участник игры не может увеличить выигрыш, изменив свою стратегию, если другие участники собственных стратегий не меняют.

## 4.2 Моделирование системы управления развитием общеэнергетической системы территориально-административного образования в рыночных условиях

### 4.2.1 Механизмы управления развитием энергосистем на различных организационных уровнях

Управление функционированием и развитием общеэнергетической системы реализуется на различных организационных уровнях, среди которых следует выделить [76, 174]:

- правительственный (высший орган исполнительной власти),
- ведомственный (система федеральных органов исполнительной власти),
- территориальный (администрации регионов),
- объединений участников рынка (ассоциации предприятий отрасли).

На правительственном уровне действуют правительственные комиссии, основными задачами которых являются:

- разработка мер по обеспечению реализации государственной политики в соответствующей сфере,
- координация действий федеральных органов исполнительной власти (ведомств) и исполнительной власти субъектов страны,
- подготовка предложений по совершенствованию системы управления.

Энергетическую сферу курируют следующие правительственные комиссии:

- Правительственная комиссия по вопросам развития электроэнергетики.
- Правительственная комиссия по вопросам топливно-энергетического комплекса и повышения энергетической эффективности экономики.

- Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральный штаб).

Правительственная комиссия по вопросам развития электроэнергетики курирует направление формирования структуры генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства для обеспечения перспективного баланса производства и потребления энергетической продукции, а также развития электроэнергетических рынков и совершенствования системы тарифообразования в электроснабжении.

Правительственная комиссия по вопросам топливно-энергетического комплекса и повышения энергетической эффективности экономики курирует направления совершенствования правового регулирования и структурных преобразований в сфере ТЭК, стимулирования энергосбережения, реализации долгосрочных программ развития субъектов естественных монополий и предприятий с государственным участием, а также вопросы тарифной и ценовой политики.

Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения координирует действия по предотвращению и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, а также рассматривает вопросы организации безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики.

Деятельность правительственных комиссий осуществляется в рамках реализации федеральных законодательных актов «Об электроэнергетике», «О теплоэнергетике», «О естественных монополиях», «Об энергосбережении», «О безопасности объектов ТЭК», одобренных Советом Федерации, а также энергетической стратегии, доктрины энергетической безопасности и экологической доктрины, находящихся в ведении Совета Безопасности.

На ведомственном уровне управление осуществляется федеральными органами исполнительной власти, среди которых, в первую очередь, следует выделить Минэнерго России, реализующее управление энергетической отраслью. Среди его правоприменительных функций необходимо отметить [8, 11, 12, 13, 14, 46]:

- обеспечения энергетической безопасности,
- регулирование в сфере производства и использования энергетических ресурсов и продукции,
- координация деятельности организаций по разработке прогнозов развития электро- и теплоэнергетики (за исключением атомной энергетики), а также добывающей и перерабатывающей промышленности отрасли,
- подготовка предложений и инвестиционных программ по обеспечению текущих и перспективных балансов энергоресурсов и принятие мер по их реализации,

- разработка предложений по использованию систем транспорта энергоресурсов и электроэнергии и принятие мер по их реализации,
- формирование предложений в области энергосбережения и обеспечения безопасности при функционировании и развитии топливно-энергетического комплекса.

Для осуществления своих функций Министерство энергетики взаимодействует с Министерством экономического развития и Министерством природных ресурсов и экологии. Также на данном уровне действуют надзорные ведомства, такие как, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор), Федеральная антимонопольная служба (ФАС).

На территориальном уровне управление представлено администрацией региона, комитетом по энергетике (стратегическое планирование), региональной энергетической комиссией (установление цен и тарифов на региональном уровне), региональным штабом по обеспечению безопасности электроснабжения, региональным центром по энергосбережению.

На уровне объединений участников рынка управление реализуется в рамках некоммерческих ассоциаций предприятий, среди которых следует выделить:

- НП «Совет рынка» – организация на основе саморегулирования эффективной системы оптовой и розничной торговли электроэнергией и мощности (члены – субъекты оптового рынка электроэнергии),
- НП «Гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний» – содействие в создании конкурентного розничного рынка электроэнергии и обеспечение защиты интересов участников ассоциации (члены – энергосбытовые компании),
- НП «Совет производителей энергии» – содействие повышению конкурентоспособности и инвестиционной привлекательности отрасли и формирование единой позиции генераторов при взаимодействии с органами власти различных уровней (члены – генерирующие компании),
- НП «Российское теплоснабжение» – содействие повышению эффективности и надежности теплоснабжения и установление эффективных взаимоотношений с органами государственной власти и местного самоуправления по вопросам теплоснабжения (члены – производители тепла и теплосетевые организации).

Иерархическая структура управления функционированием и развитием общеэнергетической системы представлена на рисунке 4.6.

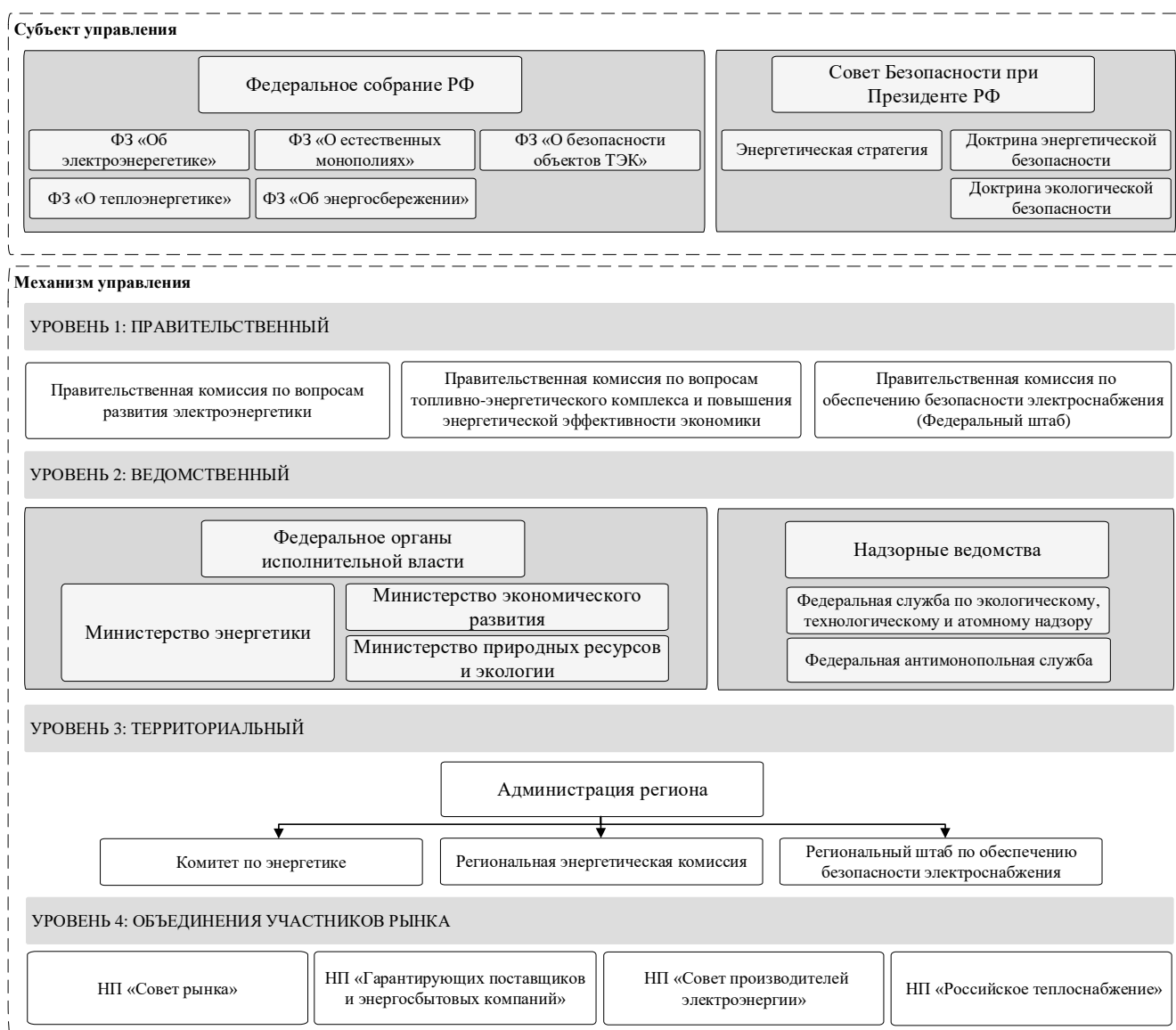


Рисунок 4.6 – Структура управления функционированием и развитием общеэнергетической системы

Источник: разработано автором на основании [11, 12, 13, 14, 46]

На рисунке 4.7 представлен процесс управления функционированием и развитием общеэнергетической системы, реализуемого в рамках представленного механизма управления.



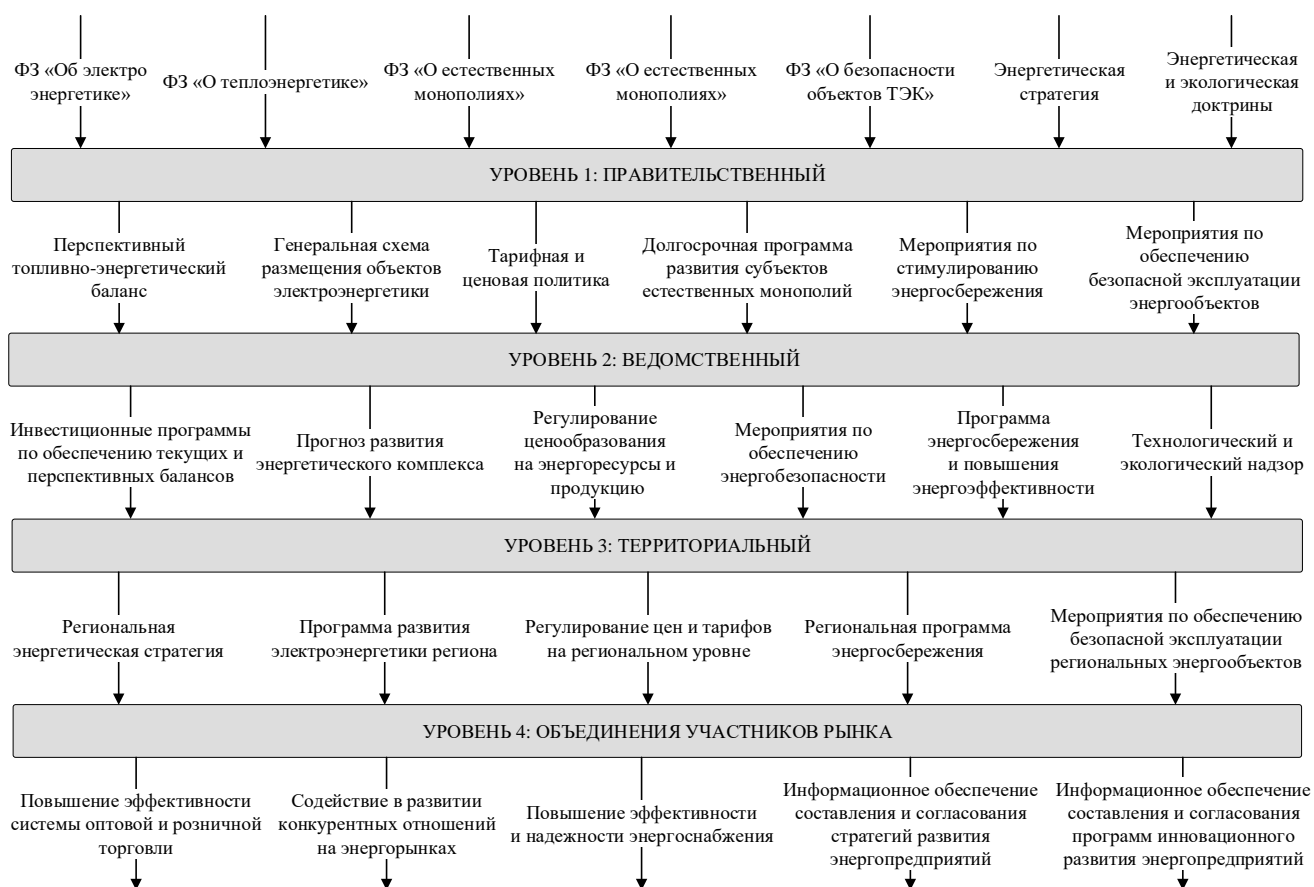


Рисунок 4.7 – Процесс управления функционированием и развитием общеэнергетической системы

Источник: разработано автором на основании [11, 12, 13, 14, 46]

Управление общеэнергетической системой реализуется как через государственные, так и рыночные механизмы управления.

Государственные механизмы управления включают в себя:

- управление развитием энергетическим комплексом через контролируемые инфраструктурные естественно-монопольные сектора (сети, диспетчеризация) и стратегически значимые генерирующие мощности (гидроэнергетика, атомная энергетика),
- вовлечение в управление энергетическим комплексом территориальных органов государственной власти в виде организации стратегического планирования регионального развития энергетики и создания системы региональных штабов по обеспечению безопасности электроснабжения и ее координации через федеральный штаб,

- регулирование предельного ценообразования на энергетические ресурсы и продукцию на федеральном и региональном уровнях, а также обеспечение условий развития конкуренции на энергорынках,
- экологический и технологический надзор с целью обеспечения безопасности энергетических объектов,
- структурно-технологическая модернизация энергосистемы на основе генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики с целью снижения расходов топлива по энергосистеме и усиления межсистемных связей для обеспечения надежности перетоков энергии и полноценной работы энергокомпаний на рынках энергии,
- составление перспективных топливно-энергетических балансов и конкретизация целей и задач долгосрочного развития энергетического комплекса на основе разработки энергетической стратегии с целью обеспечения энергетической безопасности страны и ее территориальных образований.

Рыночные механизмы представляют собой взаимосвязи и взаимодействия основных элементов энергетических рынков, таких как спрос, предложение, цена на энергоресурсы и продукцию, а также уровень конкуренции в торговых секторах. Они действуют на основе экономических законов изменения спроса и предложения, равновесной цены, уровня конкуренции, полезности продукции для потребителя и прибыли энергопредприятий. Отсюда реализация рыночных механизмов включает в себя совокупность институтов энергорынков, их инфраструктуры, правовых норм и экономических рычагов ценообразования (цена, прибыль, конкуренция). В отличие от государственных механизмов рыночные механизмы в энергетике нацелены на саморегулирование общеэнергетической системы за счет развития конкуренции, обеспечивающей самопроизвольное поддержание рыночного равновесия на основе свободного ценообразования. На данный момент в отрасли действуют следующие рыночные механизмы управления:

- оптовый рынок природного газа с установленным коридором цен, а также биржевым торговым сегментом,
- рынки энергетических углей со свойственным им монополистической конкуренцией и свободным ценообразованием,
- оптовый рынок электроэнергии и мощности в рамках единой электроэнергетической системы с различными торговыми секторами, предусматривающими как свободное (свободные договоры, аукцион на основе маржинального ценообразования), так и регулируемое формирование цены,

- розничный рынок электроэнергии и мощности с трансляцией цен с оптового энергорынка, а также свободным и регулируемым ценообразованием в зависимости от территориальной зоны и вида потребителя,
- локальные рынки тепловой энергии на основе централизованных систем теплоснабжения с ограничением в виде устанавливаемой предельной ценой на тепло, а также с организацией конкуренции между тепловыми источниками (в рамках модели единого закупщика) и без нее.

На рисунках 4.8 и 4.9 представлено соотношение государственных и рыночных механизмов управления по инфраструктурным сегментам и сферам деятельности в электроэнергетике.

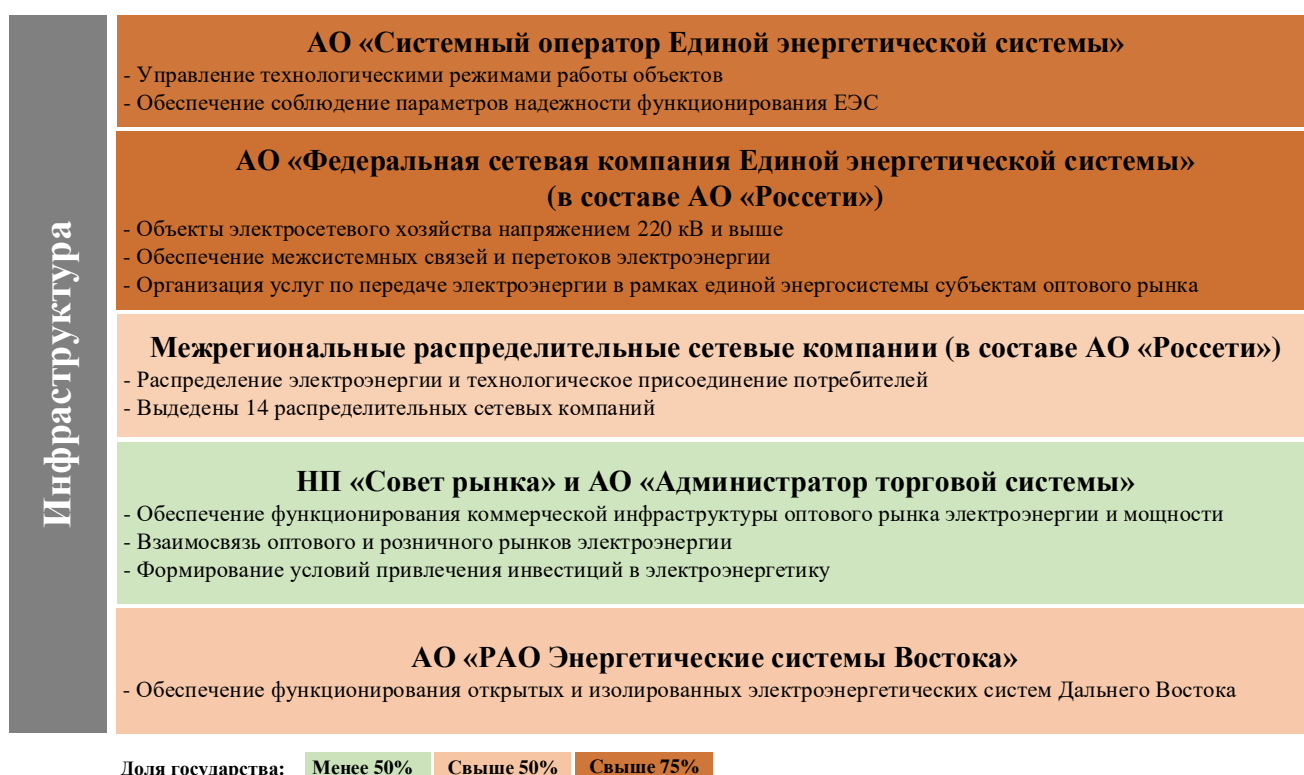


Рисунок 4.8 – Соотношение государственных и рыночных механизмов по инфраструктурным сегментам электроэнергетического комплекса

Источник: разработано автором на основании [24, 244, 252, 270, 276]

<b>Сфера деятельности</b>	<b>АО «Концерн «Росэнергоатом»</b>
	Производство электроэнергии на атомных электростанциях. Объединяет 10 атомных электростанций суммарной установленной мощностью 28 ГВт
	<b>АО «РусГидро»</b>
	Производство электроэнергии на гидроэлектростанциях. Объединяет 90 объектов возобновляемой энергетики (в том числе, 14 крупных ГЭС), установленной мощностью 39 ГВт
	<b>АО «Интер РАО - Электрогенерация»</b>
	Производство электроэнергии на тепловых электростанциях (установленная мощность – 22 ГВт) и организация ее сбыта. Выполнение функций оператора экспорта и импорта электроэнергии.
	<b>Оптовые генерирующие компании</b>
	Выработка электроэнергии на крупных электростанциях, расположенных по принципу экстерриториальности. На данный момент функционируют 6-ть ОГК, 5-ть из которых работают на базе тепловых электростанций (ОГК-1 и ОГК-3 (в составе ПАО «Интер РАО»), ПАО «ОГК-2» (принадлежит ПАО «Газпром»), ОГК-4 (ПАО «Юнипро»), ОГК-5 (ПАО «Энел Россия»)), а последняя (ПАО «РусГидро») – на основе ГЭС.
<b>Территориальные генерирующие компании</b>	
Выработка электроэнергии на тепловых электростанциях, расположенных по территориальному принципу. На данный момент ТГК представлены 11-ю предприятиями: ПАО «ТГК-1» (принадлежит ПАО «Газпром»), ПАО «ТГК-2», ПАО «Мосэнерго» (ТГК-3), ПАО «Квадра» (ТГК-4), ПАО «Т Плюс» (ТГК-5, ТГК-6, ТГК-7, ТГК-9), ООО «Лукойл-Экоэнерго» (ТГК-8), ПАО «Фортум» (ТГК-10), ПАО «ТГК-11» (принадлежит ПАО «Интер РАО»), ПАО «Кузбассэнерго» (ТГК-12) и ПАО «Енисейская ТГК» (ТГК-13) (принадлежат ООО «Сибирская генерирующая компания»), ПАО «ТГК-14».	
<b>Иные генерирующие компании и ассоциации участников рынка</b>	
<b>Сбытовые компании</b>	
Сбыт электроэнергии конечным потребителям	
<b>Ремонтные и сервисные компании</b>	
Обеспечение ремонтных и сервисных работ на объектах электроэнергетики	
Доля государства: <span style="background-color: #27ae60; color: white; padding: 2px;">Менее 50%</span> <span style="background-color: #e67e22; color: white; padding: 2px;">Свыше 50%</span> <span style="background-color: #8e44ad; color: white; padding: 2px;">Свыше 75%</span>	

Рисунок 4.9 – Соотношение государственных и рыночных механизмов по сферам деятельности в электроэнергетике

Источник: разработано автором на основании [245, 246, 247, 248, 249, 250, 253, 254]

Особой задачей механизмов управления развитием общеэнергетической системы является обеспечение надежного функционирования энергосистемы в осенне-зимние периоды, где требуется тщательный контроль над качеством работы энергопредприятий. В данный период под особым контролем Министерства энергетики находятся вопросы [2, 3, 46, 75]:

- накопления нормативных запасов топлива согласно составленным прогнозам энерготопливных балансов энергопредприятий и уровня потребления энергетической продукции,
- полноты проведения и своевременности окончания ремонтной кампании генерирующего и электросетевого оборудования, а также технического перевооружения и строительства новых объектов генерации, участвующих в покрытии нагрузки осенне-зимнего периода,

- выявления территориальных общеэнергетических систем с высокими рисками ограничения энергоснабжения и разработки программ по снижению данных рисков,
- координации работы федеральных и местных органов власти, надзорных ведомств и энергокомпаний на основе взаимодействия Федерального штаба и Региональных штабов по обеспечению безопасности энергоснабжения, формируемых на осенне-зимний период.

В общем и целом взаимодействие Министерства энергетики и энергопредприятий направлено на повышение надежности функционирования общеэнергетической системы, обеспечение результативности и эффективности реализации инвестиционных программ и совершенствование нормативной базы энергорынков.

#### 4.2.2 Разработка многоуровневой модели управления развитием общеэнергетической системы на территориальном уровне

В условиях продолжающейся либерализации экономических отношений в энергетике и расширения применения рыночных механизмов управления, для реализации в полном объеме стратегических приоритетов государственной энергетической политики требуется совершенствование системы управления развитием энергетическим комплексом с позиции обеспечения эффективного взаимодействия органов государственной власти с участниками рынка и саморегулируемыми организациями, являющихся субъектами управления на различных организационных уровнях. Адекватное отражение интересов субъектов управления является основой формирования системы критериев принятия решений по развитию и функционированию территориальных общеэнергетических систем.

При разработке модели управления развитием общеэнергетической системы на территориальном уровне необходимо описать организацию управления ее производственных подсистем – систем тепло- и электроснабжения.

В основе управления системой электроснабжения на территориальном уровне лежат разрабатываемые схема и программа развития электроэнергетики региона на долгосрочный период. Для этого используются следующие нормативные документы:

- документы территориального планирования в области энергетики,
- правила технологического присоединения потребителей,
- региональная программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности,
- методические рекомендации по проектированию энергосистем,
- методические указания по устойчивости энергосистем,

- методические рекомендации по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта страны на 5-летний период.

Исходной информацией для разработки схемы и программы развития электроэнергетики региона являются [2, 12, 13, 45, 46, 115]:

- прогноз спроса на электроэнергию,
- сведения о заявках на технологическое присоединение,
- схема и программа развития ЕЭС страны, а также отчеты о ее функционировании,
- предложения системного оператора.

Схема и программа развития электроэнергетики региона позволяет сформировать инвестиционную программу развития территориальных объектов электроэнергетики.

На рисунке 4.10 представлена модель управления развитием системы электроснабжения на территориальном уровне, составленная на основе существующего порядка разработки схемы и программы перспективного развития электроэнергетики региона.



Рисунок 4.10 – Модель управления развитием системы электроснабжения на основе существующего порядка разработки схемы и программы развития электроэнергетики региона

Источник: разработано автором на основании [12, 45, 46, 115]

Представленной модели управления свойственны следующие недостатки, приводящие к снижению качества схем и программ перспективного развития электроэнергетики территориальных образований:

- отсутствует учет стратегий и программ инновационного развития территориальных генерирующих компаний, что приводит к несоответствию программы объективным тенденциям развития отрасли в рыночных условиях, и в дальнейшем вызывает рассогласование управления системой электроснабжения на территориальном уровне,
- отсутствует учет перспективного развития систем теплоснабжения, связанных режимами работы с системами электроснабжения при организации комплексного энергоснабжения потребителей, а также объединяемых взаимосвязью тепла и электроэнергии как товаров,
- отсутствуют схемные расчеты и обосновывающие документы, подтверждающие отклонения в прогнозе уровня электропотребления, а также предложений по строительству энергообъектов территориальным органом управления,
- отсутствует специализированный контроль над соответствием разрабатываемой схемы и программы развития электроэнергетики методическим рекомендациям.

Низкое качество перспективных схем и программ развития электроэнергетики территориальных образований не позволяют их в полной мере использовать для разработки инвестиционных программ, что требует совершенствования системы управления развитием системы электроснабжения на территориальном уровне (рисунок 4.11).



Рисунок 4.11 – Усовершенствованная модель управления развитием системы электроснабжения

Источник: разработано автором

Повышению качества управления будет способствовать создание координационного органа управления, позволяющего согласовать управление на различных организационных уровнях между территориальными органами исполнительной власти и территориальными генерирующими предприятиями, адекватно отразив интересы субъектов управления, как в области электроснабжения, так и теплоснабжения. Также его создание позволит:

- осуществлять совместное планирование развития систем тепло- и электроснабжения,
- обеспечить развитие комплексного энергоснабжения территориального образования на основе экономичного комбинированного производства энергетической продукции,
- повысить качество схем и программ развития систем тепло- и электроснабжения на основе выделения специализированных проектных организаций.

Как отмечалось ранее, схема и программа развития системы электроснабжения является основой для разработки инвестиционных программ. В данном случае для территориальной генерирующей компании ключевым документом является Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, формируемая на федеральном уровне управления на основе [119]:

- долгосрочного прогноза спроса на электроэнергию и мощность (на 15 лет с учетом корректировок каждые 3 года),
- энергетической стратегии страны,
- перспективных планов генерирующих компаний по вводу и выводу из эксплуатации генерирующего оборудования,
- планов по строительству объектов электроэнергетики в рамках федеральных целевых программ,
- предложений системного оператора и территориальных органов исполнительной власти о перечне и размещении объектов электроэнергетики.

Схема взаимодействия генерирующей компании и органов исполнительной власти в рамках формирования схемы развития генерации на территориальном уровне представлена на рисунке 4.12.

В представленной схеме генерирующая компания взаимодействует с федеральным органом управления минуя территориальный, что связано с тем, что зачастую она является представителем оптового рынка электроэнергии, функционирующего в рамках единой энергосистемы страны, развитие которой, соответственно, находится в ведении федерального уровня управления. Вместе с тем, совершенствование модели управления развитием системы электроснабжения требует изменения схемы взаимодействия субъектов управления (рисунок 4.13).





Рисунок 4.12 – Схема взаимодействия субъектов управления при формировании схемы развития генерации на территориальном уровне

Источник: разработано автором на основании [12, 45, 46, 119]

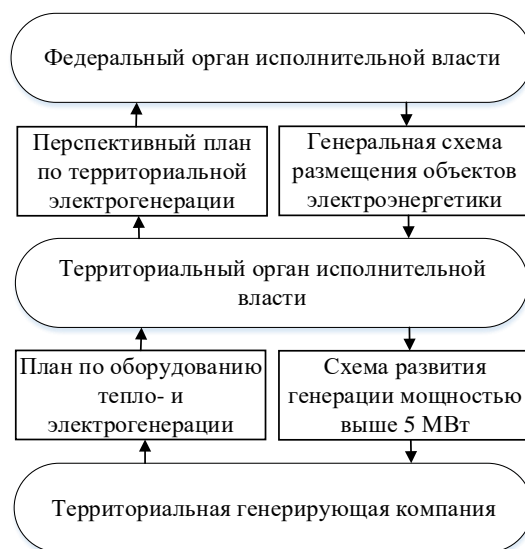


Рисунок 4.13 – Схема взаимодействия субъектов управления в рамках усовершенствованной модели управления развитием системы электроснабжения

Источник: разработано автором

Как видно, схема взаимодействия субъектов управления трансформируется в многоуровневую модель иерархического управления. Роль территориальных генерирующих компаний в территориальном планировании систем тепло- и электроснабжения существенно повышается. Также данная схема взаимодействия актуальна при развитии розничного рынка электроэнергии и реализации стратегии комплексного энергоснабжения потребителей за счет местных комбинированных источников тепла и электроэнергии.

Совмещение подходов централизованного планирования и рыночной конкуренции приводит к следующей схеме реализации инвестиционных программ генерирующих компаний, представленной на рисунке 4.14.

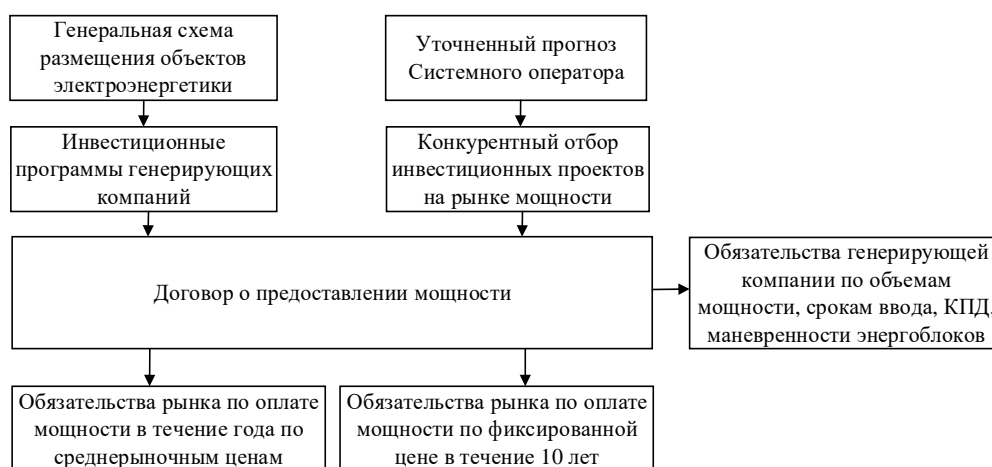


Рисунок 4.14 – Схема реализации инвестиционных программ генерирующих компаний на основе централизованного планирования и рыночной конкуренции

Источник: разработано автором

В отличие от управления системой электроснабжения управление развитием системой теплоснабжения фактически полностью реализуется на территориальном уровне. При этом существует три основных вида систем управления теплоснабжением [23, 42, 143]:

- на основе административного управления, когда теплоснабжающая организация подчиняется администрации территориального образования,
- на основе концессионного соглашения, когда имущество муниципального теплоснабжающего предприятия передается в доверительное управление; при этом за администрацией сохраняются имущественные права, но в управлении теплоснабжающей организацией она не участвует,
- на основе частного управления, когда теплоснабжающая организация находится в частной собственности (в частности, территориальной генерирующей компании).

Обобщенная модель системы управления теплоснабжением представлена на рисунке 4.15.

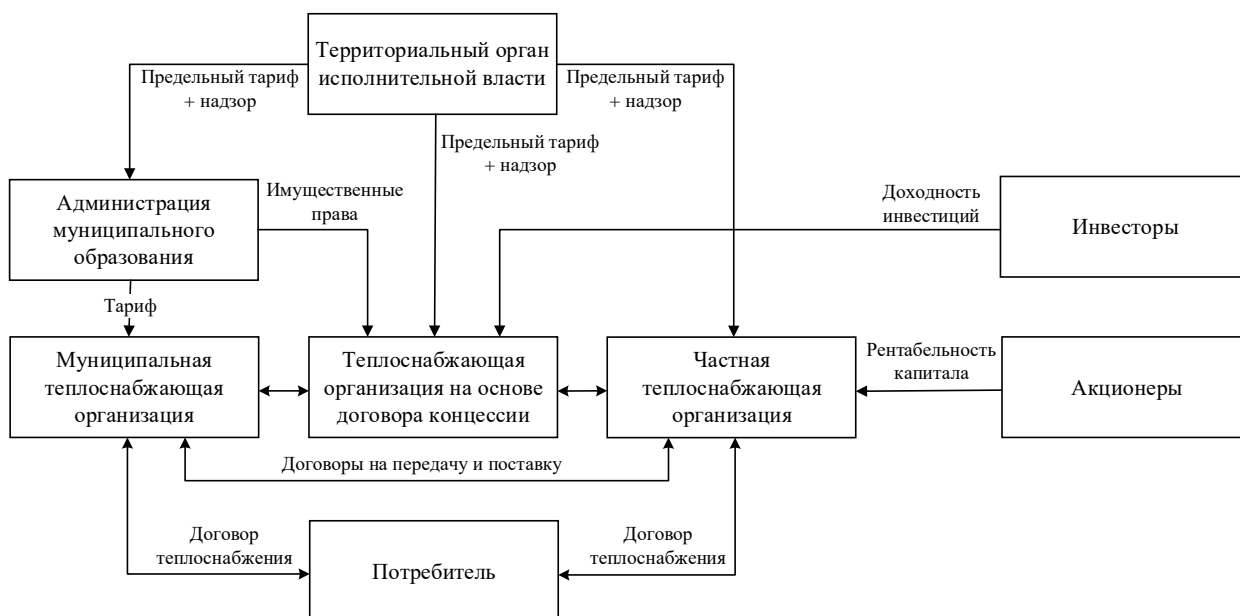


Рисунок 4.15 – Обобщенная модель системы управления теплоснабжением территориального образования

Источник: разработано автором на основании [23, 42, 104, 143]

Территориальный орган исполнительной власти выполняет функции регулирования деятельности предприятий по теплоснабжению на основе ФЗ «О теплоснабжении», в том числе локальных естественных монополий в теплоснабжении. Регулирование осуществляется в части предельного ценообразования и технологического надзора. Для выполнения первой функции формируется региональная энергетическая комиссия, устанавливающая предельный тариф на тепловую энергию. При этом регулируются реализация и услуги по передаче тепловой энергии (деятельность производителей тепла и теплосетевых организаций) в рамках выделенной ценовой зоны теплоснабжения. Для выполнения второй функции привлекаются территориальные органы Ростехнадзора, формирующие требования к надежности систем теплоснабжения.

Территориальный орган исполнительной власти также несет функцию управления развитием системы теплоснабжения в соответствии со следующими принципами [23, 143]:

- удовлетворения спроса на тепловую энергию при организации надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом,
- обеспечения баланса тепловой мощности и нагрузки с учетом резервирования,

- применения документов территориального планирования, в том числе схем планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах территориального образования.

Администрация муниципального образования выполняет функции управления муниципальными теплоснабжающими организациями. Главным критерием управления является бюджетная эффективность при обеспечении доступного тепла для потребителей. При этом зачастую администрация также представляет и потребителей, осуществляя непосредственное руководство бюджетными организациями и предприятиями, эксплуатирующими жилой фонд. Формируя тариф на тепловую энергию, она фактически определяет стоимость тепла для собственного потребления. Поэтому тариф на тепло муниципальных теплоснабжающих организаций почти всегда будет ниже, чем устанавливаемый региональной энергетической комиссией [104, 143]. В свою очередь, это сказывается на недофинансировании, снижении надежности системы теплоснабжения и качества обеспечения теплом потребителей. Также смена администрации может приводить к реорганизации теплоснабжающей организации из-за ее убыточности.

Противоположным по критерию управления муниципальным теплоснабжающим организациям являются частные теплоснабжающие организации, задачей которых является обеспечение богатства собственников, показателем которого является рентабельность собственного капитала, характеризующая доход акционеров. Данный критерий управления предполагает увеличение цены на тепло при снижении издержек на производство и реализацию тепловой энергии. Отсюда данная модель управления способствует увеличению добавленной стоимости путем осуществления мероприятий по повышению качества энергоснабжения потребителей и внедрению новых технологий, позволяющих реализовывать программы энергосбережения и энергоэффективности. Стоимость тепла при этом будет выше, чем у муниципальных теплоснабжающих организаций, но в целом надежность и качество теплоснабжения потребителей возрастает. При этом данная модель управления становится актуальной только при осуществлении полной оплаты (или приближенной к ней) тепла потребителями, другими словами, функционировании рынка тепла со свободным механизмом ценообразования.

Промежуточным вариантом управления является реализация его на основе механизма государственно-частного партнерства, предполагающего в данном случае заключение концессионного соглашения администрацией муниципалитета с предпринимателем. В рамках соглашения управление теплоснабжающей организацией переходит частному лицу, привлекающему инвестиции для решения вопросов технологической модернизации основных

производственных фондов и повышения качества теплоснабжения с целью извлечения прибыли. При этом муниципалитет сохраняет за собой имущественные права. В данном случае критерием управления, с одной стороны, становится доходность инвестиций, с другой – привлечение частных инвестиций для повышения надежности и экономичности теплоснабжения, а также снижения бюджетных расходов. Многосоставность критерия управления приводит к необходимости обеспечения баланса интересов государства и бизнеса.

Также существенным недостатком управления на основе концессионных соглашений является отсутствие экономических стимулов у предпринимателя направлять прибыль в капитализацию муниципальной собственности. Таким образом, большая часть прибыли расходуется на увеличение частной собственности, а муниципальная фактически не развивается. В нее будет направлено ровно столько средств, сколько требуется для эксплуатации оборудования и обеспечения необходимой доходности инвестиций. В свою очередь, зачастую смена администрации приводит к изъятию муниципального имущества и возвращению его под административное управление ввиду отсутствия других механизмов воздействия. Таким образом, теряется ранее созданная инфраструктура теплоснабжения [20, 102, 203].

На управление теплоснабжением также оказывают влияние потребители тепла, с которыми заключают теплоснабжающие организации договоры теплоснабжения. При этом в централизованных системах теплоснабжения основным потребителем является жилой фонд. Таким образом, взаимодействие конечных потребителей с теплоснабжающими организациями осуществляется через управляющую компанию, эксплуатирующую жилой фонд, у которой отсутствует экономическая заинтересованность в энергосбережении, а установка соответствующего оборудования учета является дополнительными расходами. Таким образом, интересы потребителя как покупателя на рынке тепла фактически не представлены, а требования к надежности и качеству теплоснабжения измеряются числом жалоб. Для зданий бюджетных организаций ситуация похожая, так как в данном случае возникновение экономии на тепло приводит к снижению бюджетного финансирования и при локальной естественной монополии на рынке тепла – снижению параметров теплоснабжения.

Усовершенствованная модель управления системой теплоснабжения представлена на рисунке 4.16.

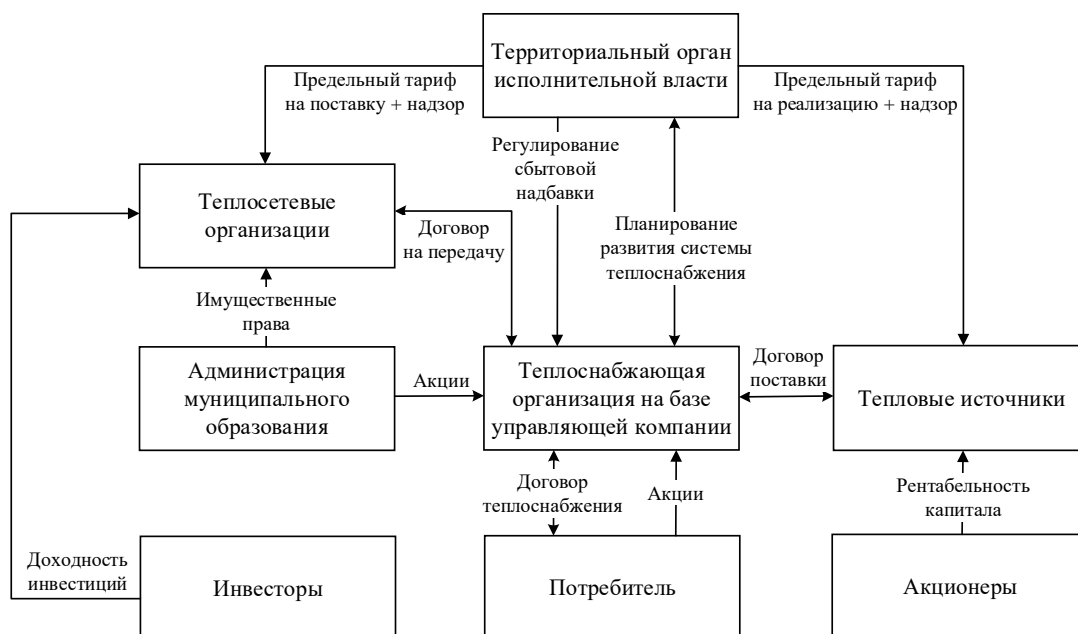


Рисунок 4.16 – Усовершенствованная система управления теплоснабжением территориального образования

Источник: разработано автором

На текущий момент развитие систем управления теплоснабжением идет по пути централизации управления и создания единых теплоснабжающих организаций. При этом они формируются на базе теплосетевой организации или крупного теплового источника (преимущественно ТЭЦ) [166, 305]. Но это не решает ряд выше обозначенных проблем управления, среди которых следует особо выделить проблему представления экономических интересов конечных потребителей на рынке тепла. Решить данную задачу управления позволяет организация единой теплоснабжающей организации на основе управляющей компании, осуществляющей эксплуатацию жилого фонда.

Создание теплоснабжающей организации на базе управляющей компании предполагает реализацию следующих мероприятий:

- акционирование управляющей компании за счет собственников жилых помещений и администрации муниципального образования,
- передачу управляющей компании функции управления системой теплоснабжения (в том числе, диспетчерского), а также определения критериев выбора поставщиков тепла, распределения их на базовые и пиковые,
- передачу управляющей компании функции ведения теплового баланса производства и потребления,
- передачу управляющей компании функции выдачи технических условий на подключение новых потребителей,

- передачу управляющей компании функции перспективного планирования развития системы теплоснабжения и разработки инвестиционных программ уменьшения теплопотребления,
- закрепление за управляющей компанией функции взаимодействия с потребителями по вопросам заключения договоров теплоснабжения и их персонализации на основе подключенной мощности,
- закрепление за управляющей компанией функции контроля качества закупаемой тепловой энергии,
- закрепление за управляющей компанией функции распределения финансовых средств между производителями тепла и теплосетевыми компаниями.

Также предполагается, что теплосетевые организации будут находиться под муниципальным управлением или функционировать на основе концессионных соглашений, когда имущественные права сохраняются за администрацией. В данном случае управляющая компания может также быть концессионером и выполнять функции управления теплосетевым хозяйством, осуществляя контроль над эксплуатацией тепловых сетей и организуя процедуру открытых тендеров на выполнение подрядных работ по их замене. Особенно это целесообразно при локальной естественной монополии в области транспорта тепла. При такой организации управления теплосетевая компания фактически исполняет роль службы, обеспечивающей содержание в исправном состоянии системы транспорта тепла.

Тепловые источники целесообразно выделять в отдельные предприятия и осуществлять их акционирование, что приведет к улучшению системы управления теплоснабжением путем развития конкуренции между производителями на рынке тепла. Соответственно доступ к тепловым сетям должен организовываться на одинаковых условиях. Такой подход позволяет решить проблему загрузки теплоснабжающими компаниями, осуществляющих эксплуатацию тепловых сетей, собственных тепловых источников, несмотря на возможности загрузки наиболее экономичных.

Потребители реализуют свои экономические интересы через акционирование управляющей компании, представляющей их на рынке тепла. Таким образом, формируется рыночный покупатель, заинтересованный в уменьшении теплопотребления. При этом ответственность перед потребителями несет только одна управляющая компания, что также позволяет повысить качество управления.

Территориальный орган исполнительной власти осуществляет регулирование деятельности производителей тепла и теплосетевых компаний, как на основе установления предельного тарифа, так и технологического надзора. При этом также добавляется функция

регулирования максимальной сбытовой надбавки по договору теплоснабжения, заключаемого управляющей компанией с конечным потребителем. В качестве механизма управления развитием системы теплоснабжения применяются разрабатываемые схема и программа развития теплоснабжения, составляемые на основе энергетической стратегии, документов территориального планирования и предложений управляющей компании, и включают в себя:

- схемы и условия организации централизованного и индивидуального теплоснабжения на основе оценки эффективного радиуса централизованного теплоснабжения,
- графики совместной работы комбинированных источников тепловой и электрической энергии и котельных,
- меры по консервации избыточных источников тепла и переоборудования котельных в источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии,
- оптимальный температурный график и оценку затрат при необходимости его изменения,
- плановые показатели надежности и энергоэффективности теплоснабжения.

Общими критериями принятия решений в отношении программы развития системы теплоснабжения должны являться:

- обеспечение надежности теплоснабжения и его энергоэффективности,
- обеспечение приоритетного использования комбинированного производства энергетической продукции и развития теплофикации,
- соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций, тепловых источников и конечных потребителей,
- обеспечение экономически обоснованной доходности деятельности организаций сферы теплоснабжения, в том числе инвестиционного капитала при осуществлении ими регулируемых видов деятельности,
- обеспечение недискриминационных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения,
- обеспечение безопасной эксплуатации объектов теплоснабжения.

Соответственно, составленная программа развития системы теплоснабжения является основой для формирования инвестиционных программ единой теплоснабжающей организации и производителей тепла.

Представленные разработки формируют модель управления развитием общеэнергетической системы, включающую актуальные рыночные и государственные инструменты управления системами тепло- и электроснабжения, и позволяющую на основе



совершенствования структуры управления путем проведения ее функциональной и компонентной декомпозиции повысить управляемость общеэнергетической системы.

Помимо разнесения управления общеэнергетической системой (как технической системы) по отдельным организационным звеньям (предприятиям) на основе декомпозиции управления и организации обратных связей решение задачи повышения управляемости также требует обеспечения согласования критериев эффективности субъектов управления, находящихся на различных организационных уровнях. Адекватное отражение интересов субъектов управления различных организационных уровней является основой принятия решений по развитию и функционированию общеэнергетической системы. Данная проблема рассматривается в следующем разделе.

#### 4.3 Согласование управления развитием общеэнергетической системы территориально-административного образования на различных организационных уровнях

##### 4.3.1 Разработка модели анализа рассогласования управления развитием общеэнергетической системы территориального образования

Для управления развитием общеэнергетической системы на территориальном уровне применяют как рыночные, так и централизованные механизмы управления. В зависимости от сферы хозяйствования в энергетике влияние данных механизмов разное. Так в электроснабжении либерализация экономических отношений находится на более высоком уровне, чем в теплоснабжении, а значит и роль рыночных механизмов выше [199, 265]. Если рассматривать применение механизмов управления в разрезе сфер деятельности, таких как производство и транспорт энергетической продукции, то рыночные модели, в первую очередь, справедливы для управления производством, в то время как для транспорта ввиду ограничений на развитие конкуренции свойственна зарегулированная естественная монополия.

Если для централизованного механизма управления характерна строгая иерархическая подчиненность субъектов управления и их интересов (интересы субъектов низших ступеней иерархии подчинены целям верхнего уровня), то применение рыночных механизмов управления требует согласования интересов всех субъектов системы управления при принятии решения. Достижение согласованности управления основано на наличии общих целей субъектов управления, таких как энергетическая и экономическая эффективность, а также обеспечение энергетической безопасности.

Общие цели субъектов управления должны быть формализованы для возможности применения методов моделирования и оптимизации. Для этого они описываются в виде

критериев, имеющих сложную иерархическую структуру и состоящих из совокупности частных критериев, отражающих разные интересы субъектов управления. Переход от общих целей к частным сопровождается смещением приоритетов отдельных субъектов управления в сторону частных интересов и возникновением противоречий в системе управления.

Выявление субъектов управления и адекватное отражение их интересов является основой формирования критериев принятия решений по развитию и функционированию общеэнергетической системы. Среди субъектов управления на территориальном уровне можно выделить:

- территориальные органы государственного управления,
- территориальные генерирующие компании, сетевые организации и сбытовые компании,
- инвесторы,
- местные потребители.

При этом основной конфликт интересов происходит между государственными органами управления и бизнесом, который представляют, в первую очередь, генерирующие компании. Данные субъекты находятся на различных организационных уровнях управления.

Представляя интересы потребителя, государственные органы управления определяют для энергосистемы критерий эффективности в виде снижения стоимости энергетической продукции для потребления, другими словами:

- снижение себестоимости производства продукции,
- снижение добавленной стоимости продукции.

В свою очередь, критерием эффективности энергосистемы для производственного энергопредприятия является повышение дохода от реализации энергетической продукции:

- снижение себестоимости производства продукции,
- увеличение добавленной стоимости продукции.

Критерии эффективности энергосистемы с позиции государства и энергопредприятий согласуются в направлении разработки и реализации мероприятий по снижению себестоимости производства продукции. Другими словами, государство заинтересовано в поддержке программ энергосбережения и повышения энергоэффективности производства энергопредприятий территориального образования. В первую очередь, энергоэффективность производства достигается за счет снижения расхода топлива, требующего повышения эффективности производственной структуры энергосистемы, заключающейся в росте ее технологического уровня, оптимизации состава и режимов работы генерирующего оборудования.

При этом возникает рассогласование критериев эффективности в направлении формирования добавленной стоимости продукции. Если государство заинтересовано в ее

снижении, то предприятия, обеспечивая рентабельность производства, наоборот, в повышении. Для этого могут применяться стратегии рыночной силы и искусственного завышения издержек производства, позволяющих повысить стоимость энергетической продукции для потребителя. Более того, увеличение добавленной стоимости в рыночных условиях может достигаться путем применения маневренных (гибких), но при этом низкоэкономичных технологий, позволяющих энергопредприятию участвовать в различных торговых секторах энергорынка. В данном случае потери экономичности производства компенсируются существенным увеличением выручки генерирующей компании. При такой стратегии развития энергопредприятий их критерии эффективности будут рассогласованы с критериями эффективности государства по всем выделенным составляющим. На рисунке 4.17 приведена разработанная модель анализа рассогласования управления развитием общеэнергетической системы территориального образования на различных организационных уровнях управления.

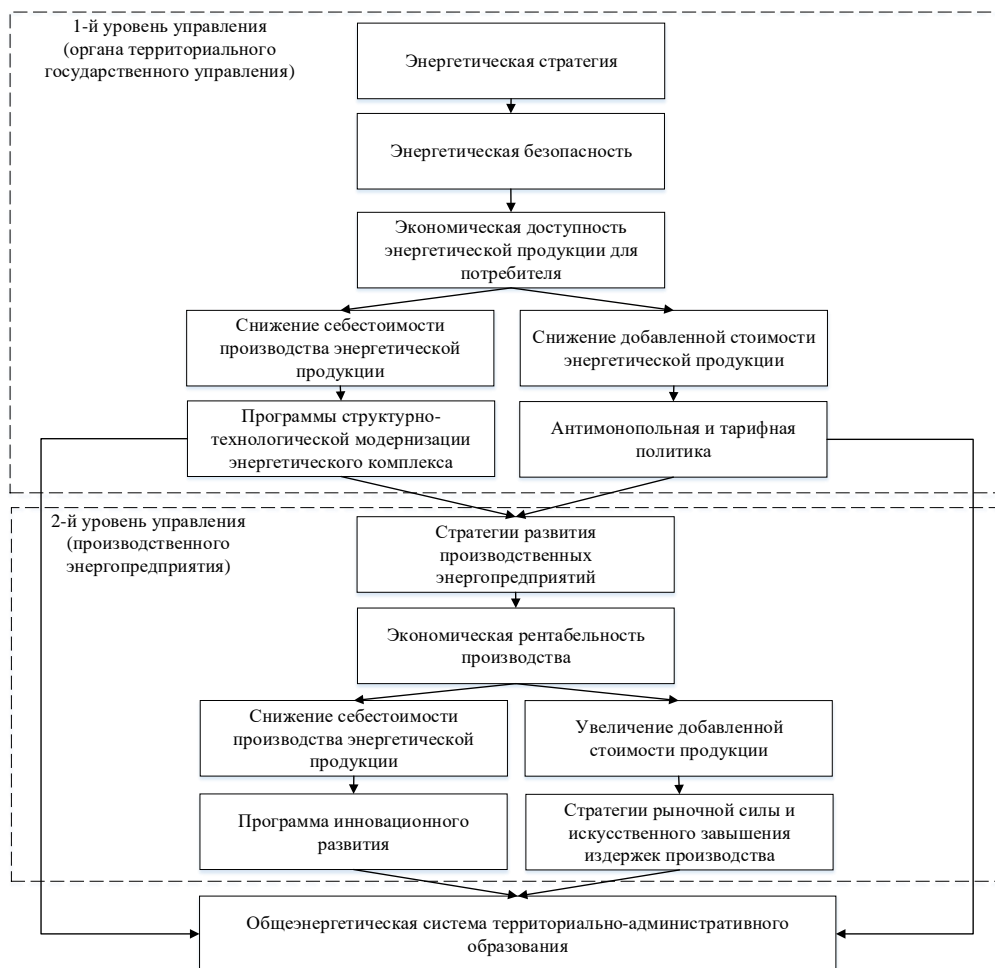


Рисунок 4.17 – Двухуровневая модель анализа рассогласования управления развитием общеэнергетической системы территориального образования

Источник: разработано автором

Рассогласование целевых критериев управления на различных организационных уровнях приводит к возникновению существенных отклонений ожидаемых эффектов от реализации энергетической стратегии и фактических результатов.

В таблице 4.4 приведены аналитические выражения оценки ожидаемой стоимости энергетической продукции при различных сочетаниях стратегий субъектов управления.

Таблица 4.4 – Оценка ожидаемой стоимости энергетической продукции при различных стратегиях субъектов управления

Предприятия Государство	Стратегия снижения топливных затрат	Стратегия завышения издержек производства	Стратегия рыночной силы
Стратегия снижения топливных затрат (структурно-технологическая модернизация отрасли)	$\bar{P} = \frac{PC^{\min}(1+RR^{\min})}{2} + \frac{LP}{2}$	$\bar{P} = PC^{\min}(1+RR^{\max})$	$\bar{P} = H(N, \Delta N^-, PC_{l_0}^{\min})$
Стратегия снижения доли добавленной стоимости (антимонопольная (повышение конкуренции) и тарифная политика)	$\bar{P} = PC^{\min}(1+RR^{\min})$	$\bar{P} = PC^{\max}(1+RR^{\min})$	$\bar{P} = H(N, \Delta N^-, \Delta N^+)$

Источник: разработано автором

Стратегии территориальных органов государственного управления и производственных энергопредприятий могут нести как кооперативный, так и антагонистический характер. При этом в зависимости от стратегий данных субъектов управления стоимость энергетической продукции для потребителя с учетом необходимости обеспечения энергетической безопасности территориального образования может изменяться в диапазоне:

$$PC(1+RR) \leq P \leq LP, \quad (4.1)$$

где  $PC$  – затраты на производство энергетической продукции,  $PC^{\min} \leq PC \leq PC^{\max}$ ;  $RR$  – норма прибыли производственного энергопредприятия, отражающая формирование добавленной стоимости продукции,  $RR^{\min} \leq RR \leq RR^{\max}$ ;  $LP$  – предельная стоимость энергетической продукции, определяемая уровнем социально-экономического развития территориального образования.

В случае совместной реализации стратегии снижения производственных издержек органом территориального управления и предприятием производственные затраты принимают

свое наименьшее значение  $PC^{\min}$  при существующих технологических ограничениях. При этом у энергопредприятия остается возможность влияния на цену выпущенной продукции за счет роста добавленной стоимости на основе других центров затрат. Отсюда баланс интересов будет достигаться при следующей цене на продукцию:

$$\bar{P} = \frac{PC^{\min}(1 + RR^{\min})}{2} + \frac{LP}{2} \quad (4.2)$$

Если стратегия территориального органа управления направлена на ограничение доли добавленной стоимости, а энергопредприятия – на снижение производственных затрат, то цена энергетической продукции для потребителя принимает свое минимальное значение:

$$\bar{P} = PC^{\min}(1 + RR^{\min}) \quad (4.3)$$

При антагонистических стратегиях, когда орган территориального управления реализует мероприятия по снижению производственных затрат, в то время как энергопредприятие их искусственно завышает, стоимость энергетической продукции определяется минимальными топливными затратами и завышенной добавленной стоимостью за счет прочих издержек:

$$\bar{P} = PC^{\min}(1 + RR^{\min}) \quad (4.4)$$

При ограничении территориальным органом управления доли добавленной стоимости предприятия драйвером для роста цены продукции является завышение издержек:

$$\bar{P} = PC^{\max}(1 + RR^{\min}) \quad (4.5)$$

Отдельным случаем является применение генератором стратегии рыночной силы при маржинальной модели ценообразования на энергорынке. Она заключается в изъятии части дешевой мощности с рынка с целью повышения равновесной цены (рисунок 4.18).

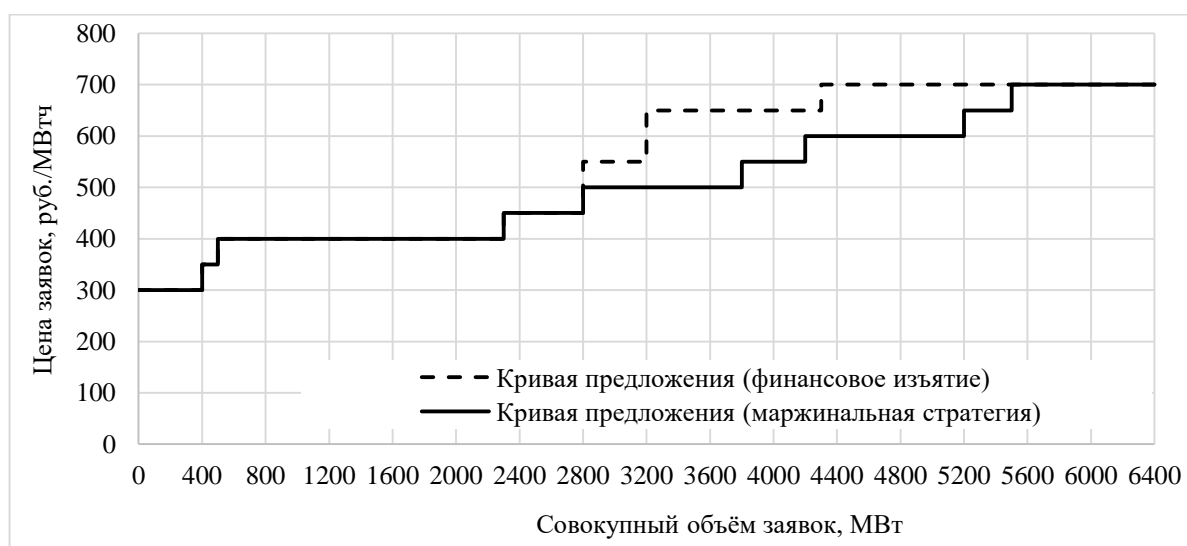


Рисунок 4.18 – Рост равновесной цены за счет изъятия части дешевой мощности с энергорынка

Источник: разработано автором

Реализация территориальным органом государственного управления мероприятий по снижению топливных затрат в отрасли будет направлена на уменьшение стоимости  $PC_{l_0} \rightarrow PC_{l_0}^{\min}$  ценообразующего предложения  $l_0$  энергопредприятия на энергорынке. Таким образом, равновесная цена на рынке будет снижаться, а рыночная доходность в целом по энергосистеме падать. В свою очередь, применение стратегии рыночной силы энергопредприятием в виде изъятия дешевой мощности  $\Delta N^-$  препятствует данному явлению. Отсюда в условиях преобладания спроса на рынке ожидаемая стоимость энергетической продукции зависит от изменения кривой предложения  $H(N, \Delta N^-, PC_{l_0}^{\min})$ , вызванного применением различных стратегий субъектов управления:

$$\bar{P} = \min_{PC_{l_0}} \max_{\Delta N^-} H(N, \Delta N^-, PC_{l_0}) \quad (4.6)$$

Реализация территориальным органом государственного управления мероприятий по снижению добавленной стоимости будет выражаться в повышении конкуренции между производителями. Ее можно описать в виде появления на рынке независимого производителя, ценовое предложение  $\Delta N^+$  которого будет сдвигать кривую предложения, вытесняя текущее ценообразующее предложение с рынка. Таким образом, достигается снижение равновесной цены. Применяя стратегию изъятия дешевой мощности  $\Delta N^-$  с энергорынка, энергопредприятие, обладающее рыночной силой, будет стремиться уравновесить данный эффект и повысить равновесную цену. В данном случае стоимость энергетической продукции определяется изменением кривой предложения  $H(N, \Delta N^-, \Delta N^+)$ :

$$\bar{P} = \min_{\Delta N^+} \max_{\Delta N^-} H(N, \Delta N^-, \Delta N^+) \quad (4.7)$$

Несогласованность критериев субъектов управления создает угрозу энергетической безопасности территориального образования ввиду возможной нереализации структурных и технологических мероприятий по обеспечению необходимого уровня устойчивости энергосистемы к объективным изменениям энергетического комплекса в установленные сроки. Необходимо решать задачу согласования принятия решений субъектами управления на различных организационных уровнях управления, что требует разработки теоретико-игровых моделей.

#### 4.3.2 Разработка теоретико-игровой модели согласованной оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы

Применение теории игр в сфере государственного управления достаточно слабо распространено, что является значительным упущением существующих механизмов принятия

решения на территориальном уровне, ввиду тех преимуществ, которые позволяет получить данный математический аппарат при поиске наилучшего решения в рыночных условиях.

Территориальный орган государственного управления и местные энергопредприятия осуществляют взаимодействие для достижения основной задачи – максимально отстоять свое видение развития энергосистемы территориально-административного образования, учитывающее их собственные интересы, выраженные критериями эффективности.

Процесс взаимодействия территориального органа управления и энергопредприятий, в рамках которого ведется борьба за реализацию своих интересов, представляет собой игру. Каждая из сторон имеет свою цель и использует некоторую стратегию, которая может вести к выигрышу или проигрышу в зависимости от поведения других игроков. Теория игр позволяет выбрать лучшие стратегии с учетом представлений о поступках участников и их ресурсах.

Стратегическое взаимодействие государства и энергопредприятий не предполагает неперенный проигрыш одного при победе другого. Результатом взаимодействия может стать как обоюдная польза, так и взаимный вред. Подобные исходы, где участники игры могут обоюдно извлекать выгоду или, наоборот, получать вред, в теории игр рассматриваются как игры с ненулевой суммой [153, 184].

Взаимодействие государства и энергопредприятий осуществляется на различных уровнях управления территориальным энергетическим комплексом и представляет собой иерархическую систему управления энергосистемой. Решения принимаются не одновременно, а последовательно, то есть имеются управляющий орган, определяющий правила игры, и управляемые субъекты, которые принимают решения, исходя из установленных правил. Такая игра с фиксированной последовательностью шагов называется иерархической. Согласование управления на различных уровнях достигается решением данной задачи и нахождением равновесия иерархически организованной системы управления, позволяющей обеспечить необходимый уровень энергетической безопасности (рисунок 4.19). Решением является состав производственных мощностей энергосистемы, при котором достигается равновесие в игре.



Рисунок 4.19 – Теоретико-игровая задача определения наилучшей производственной структуры территориальной общеэнергетической системы

Источник: разработано автором

Как видно, представленная задача задает фиксированный порядок ходов. Первый ход делает территориальный орган государственного управления (центр), затем свои стратегии выбирают производственные предприятия (агенты). В данном случае иерархическая игра является наиболее адекватным средством описания задачи управления общеэнергетической системой.

В качестве базовой концепции решения иерархической игры обычно применяется принцип максимального гарантированного результата (МГР), позволяющий устранить неопределенность решения задачи путем введения предположения, что неопределенные параметры принимают наихудшие для игроков значения [230, 278]. Данная пессимистичность МГР компенсируется возможностью анализа передачи информации между игроками.

Пусть первый игрок представляет собой центр управления, выражая интересы территориального органа государственного управления, а второй игрок является агентом, отражая интересы производственного энергопредприятия при реакции на принимаемые решения центра. Тогда критерии эффективности (целевые функции, выигрыши) центра управления ( $z_1$ ) и агента ( $z_2$ ) можно обозначить в виде:

$$z_1 = f_1(x_1, x_2) \quad (4.8)$$

$$z_2 = f_2(x_1, x_2) \quad (4.9)$$

где  $x_1, x_2$  - действия центра и агента соответственно, от которых зависят их функции выигрыша, из множеств действий  $X_1^0, X_2^0$ .

Согласно иерархической игре центр управления имеет право первого хода. Его ход заключается в выборе стратегии  $\tilde{x}$ . Понятие стратегии отличается от понятия действия и, в первую очередь, связано с информированностью центра о поведении агента. Под стратегией игрока будем понимать правило его поведения, другими словами, порядок выбора конкретного действия в зависимости от содержания той информации, которую он получает в процессе игры.

Простейшей стратегией центра является непосредственно выбор действия  $x_1$ , если отсутствует поступление информации о действиях агента или они не ожидаются в процессе игры. Значительно более сложную представляет собой стратегия центра в виде выбора функции  $x(x_2)$ , учитывающей информацию о действиях, поступающих от агента. Также стратегия центра может заключаться в сообщении агенту информации о своем планируемом поведении в зависимости от выбираемого действия агентом.

Будем рассматривать следующие порядки взаимодействия центра и агента, представленные в таблице 4.5



Таблица 4.5 – Порядок взаимодействия центра управления и агента

Вид игры	Поведение центра управления и агента	Принцип игры
$\Gamma_1$	Центр не получает информации от агента, и на первом ходу его стратегия состоит в выборе некоторого произвольного действия $x_1^*$ . Осуществляя ход вторым и зная стратегию центра, агент выбирает стратегию $\tilde{x}(x_1^*)$ , максимизирующую его выигрыш	Игра на основе принципа гарантированного результата или оптимизма (благожелательности)
$\Gamma_2$	Центр получает информацию от агента и на первом ходу формирует стратегию $\tilde{x}(x_2)$ , которую сообщает агенту. Агент на втором ходу в зависимости от сообщения центра выбирает стратегию $\tilde{\tilde{x}}_2(x_1(x_2))$ , максимизирующую его выигрыш	Стратегия центра – решение агента – решение центра
$\Gamma_3$	Центр просит агента сообщить ему свою стратегию $\tilde{x}_2(x_1)$ , основанную на ожидаемой агентом информации о действии центра. Реализация права первого хода центром состоит в сообщении агенту стратегии $\tilde{\tilde{x}}_1(\tilde{x}_2(x_1))$	Стратегия агента – решение центра – решение агента

Источник: разработано автором

Решение игры  $\Gamma_1$  достигается на основе принципа максимального гарантированного результата или в соответствии с принципом благожелательности (равновесие Штакельберга). Пара действий  $(x_1^*, x_2^*)$  игроков будет являться равновесием, если для них выполняются условия:

- принцип максимального гарантированного результата (агенту все равно, какое действие выбрать из доступного множества, и центр ориентируется на наихудший случай):

$$\begin{cases} x_1^* = \mathop{\text{Arg max}}_{x_1 \in X_1^0, x_2 \in R_2(x_1)} f_1(x_1, x_2) \\ x_2^* = \mathop{\text{Arg min}}_{x_2 \in R_2(x_1)} f_2(x_1^*, x_2) \end{cases} \quad (4.10)$$

- принцип благожелательности (агент выбирает из множества действий, максимизирующих его целевую функцию, действие, наиболее выгодное для центра):

$$\begin{cases} x_1^* = \mathop{\text{Arg max}}_{x_1 \in X_1^0, x_2 \in R_2(x_1)} f_1(x_1, x_2) \\ x_2^* = \mathop{\text{Arg max}}_{x_2 \in R_2(x_1)} f_2(x_1^*, x_2) \end{cases} \quad (4.11)$$

где  $R_2(x_1)$  – функция наилучшего ответа агента на действие центра управления.

Равновесие согласно принципу максимального гарантированного результата отличается тем, что при определении оптимальной стратегии центра вычисляется минимум его целевой

функции по множеству ответов агента  $R_2(x_1)$ , а далее осуществляется ее максимизация выбором действия центра:

$$x_2^* = Arg \max_{x_1 \in X_1^0} \min_{x_2 \in R_2(x_1)} f_2(x_1^*, x_2) \quad (4.12)$$

Агент выбирает действие в условиях полной информации, зная действие центра, с целью получения гарантированного результата. Равновесное по Штакельбергу действие центра также дает ему гарантированный результат, если агент выбирает свое действие в соответствии с принципом благожелательности. Таким образом, равновесные стратегии, как центра, так и агента, являются для них гарантирующими.

В ряде случаев решение игры  $\Gamma_1$  не позволяет определить эффективное поведение центра управления. В связи с этим, при наблюдении центром действия агента, он заинтересован сообщить агенту о своих планах по выбору действия в зависимости от действия агента. Таким образом, реализуется игра  $\Gamma_2$ .

Пусть центр, обладая правом первого хода, сообщает агенту план выбора своей стратегии  $\tilde{x} = \tilde{x}(x_2)$  в зависимости от выбранной агентом стратегии  $x_2$ . После этого агент выбирает действие  $x_2$ , максимизируя свою целевую функцию  $z_2$  с подставленной в нее стратегией центра. Далее центр совершает действие  $\tilde{x}_1(x_2)$ .

Если центр не удовлетворен действиями агента, то он формирует стратегию наказания  $x_1^p = x_1^p(x_2)$  в соответствии с условием:

$$f_2(x_1^p(x_2), x_2) = \min_{x_1 \in X_1^0} f_2(x_1, x_2) \quad (4.13)$$

Если стратегий наказания несколько, то из них выбирается такая, при которой достигается максимум выигрыша центра управления. При этом гарантированный результат агента составит величину:

$$G_2 = \max_{x_2 \in X_2^0} f_2(x_1^p(x_2), x_2) = \max_{x_2 \in X_2^0} \min_{x_1 \in X_1^0} f_2(x_1, x_2) \quad (4.14)$$

Множество действий агента, обеспечивающих ему максимальный выигрыш при использовании центром стратегии наказания можно определить как:

$$R_2 = \{x_2 \mid f_2(x_1^p(x_2), x_2) = G_2\} \quad (4.15)$$

Множество сочетаний стратегий центра и агента, гарантирующих агенту результат больший того, который он получит при наихудших для него действиях центра (применении им стратегии наказания) можно представить в виде:

$$D = \{(x_1, x_2) : f_2(\mu, x_2) > G_2\} \quad (4.16)$$

Данное множество формирует договорное множество рассматриваемой игры или, другими словами, множество достижимости.

Наилучший результат центра на множестве достижимости можно описать как:

$$z_1^* = \sup_{(x_1, x_2) \in D} f_1(x_1, x_2) \quad (4.17)$$

Опишем действие центра при выборе агентом действия из множества достижимости  $D$  в виде:

$$f_1(x_1^\varepsilon, x_2^\varepsilon) \geq z_1^* - \varepsilon, (x_1^\varepsilon, x_2^\varepsilon) \in D \quad (4.18)$$

В этом случае гарантированный результат центра при использовании им стратегии наказания примет следующий вид:

$$z_1^{**} = \inf_{x_2 \in E_2} \sup_{x_1 \in X_1^0} f_1(x_1, x_2) \quad (4.19)$$

Стратегия наказания центра ограничивает стратегии агента множеством  $E_2$ .

Доминантная стратегия  $x_1^\varepsilon(x_2)$  реализует наилучший ответ центра на действие  $x_2$  агента:

$$f_1(x_1^\varepsilon(x_2)) \geq \sup_{x_1 \in X_1^0} f_1(x_1, x_2) - \varepsilon \quad (4.20)$$

Наибольший гарантированный результат центра определяется как:

$$z_1^0 = \max \{z_1^*, z_1^{**}\} \quad (4.21)$$

При  $z_1^* > z_1^{**}$  наилучшей является  $\varepsilon$ -оптимальная стратегия центра:

$$\tilde{x}_1^\varepsilon(x_2) = \begin{cases} x_1^\varepsilon, & x_2 = x_2^\varepsilon \\ x_1^p(x_2), & x_2 \neq x_2^\varepsilon \end{cases} \quad (4.22)$$

При  $z_1^* \leq z_1^{**}$  оптимальной стратегией центра будет являться применение оптимальной стратегии наказания.

Игра  $\Gamma_3$  описывает более сложное поведение центра и агента. Центр просит агента сообщить ему свою стратегию  $x_2 = \tilde{x}_2(x_1)$ , которая основана на ожидаемой агентом информации о действии центра. Реализация права первого хода центром в данном случае состоит в сообщении агенту стратегии  $\tilde{\tilde{x}}_1(\tilde{x}_2(x_1))$ . Эта стратегия интерпретируется, как обещание центра выбрать действие  $\tilde{\tilde{x}}_1(\tilde{x}_2(x_1))$  при условии, что агент обещает выбрать свое действие  $\tilde{x}_2(x_1)$ . Игра  $\Gamma_3$  является усложнением игры  $\Gamma_1$ . В обеих играх центр выбирает первый ход, не зная действия выбранного агентом.

Таким образом, при увеличении порядка игры  $\Gamma_m$  увеличивается число шагов обмена стратегиями между центром и агентом. При этом максимальный гарантированный результат

центра в игре  $\Gamma_{2m}$  при  $m > 1$  равен максимальному гарантированному результату центра в игре  $\Gamma_2$ . Соответственно в игре  $\Gamma_{2m+1}$  максимальный гарантированный результат центра равен его максимальному гарантированному результату в игре  $\Gamma_3$ . Отсюда при исследовании гарантированного результата центра можно ограничиться только играми  $\Gamma_1$ ,  $\Gamma_2$  и  $\Gamma_3$  [230, 278].

Для максимального гарантированного результата центра в зависимости от вида игры справедливо следующее соотношение:

$$G_{\Gamma_1} \leq G_{\Gamma_3} \leq G_{\Gamma_2} \quad (4.23)$$

Соответственно, наилучшей игрой для центра является игра  $\Gamma_2$ . Она должна выбираться центром при условии наличия информации у него о действии агента на момент первого хода. В отсутствие такой информации наиболее выгодной для него игрой является игра  $\Gamma_3$ .

На рисунке 4.20 представлен разработанный алгоритм теоретико-игровой оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы.

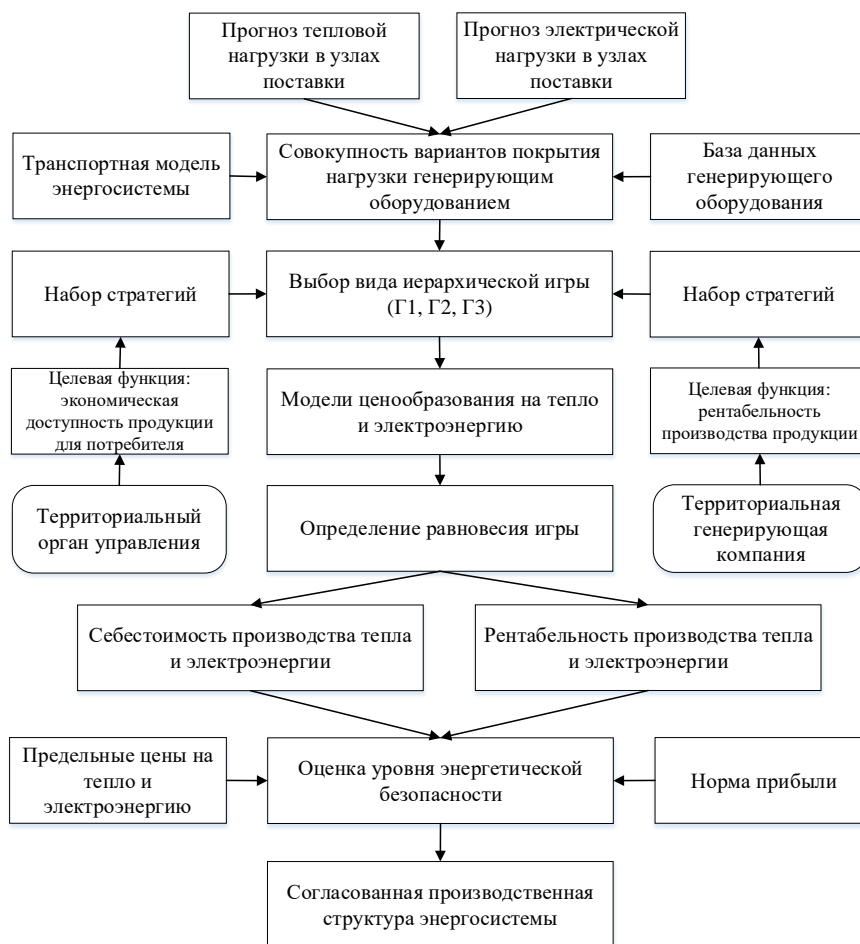


Рисунок 4.20 – Алгоритм теоретико-игровой оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы

Источник: разработано автором

Представленные разработки формируют теоретико-игровую модель согласованной оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы, позволяющей определить наилучший состав генерирующего оборудования на основе нахождения равновесия иерархической игры, участниками которой являются территориальный орган государственного управления и территориальная генерирующая компания.

#### 4.4 Программная реализация теоретико-игровой оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы

Для реализации теоретико-игровой оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы необходимо разработать имитационную модель, отражающую особенности ее структуры, принципы регулирования и рыночные правила функционирования. Данная имитационная модель представлена на рисунке 4.21.

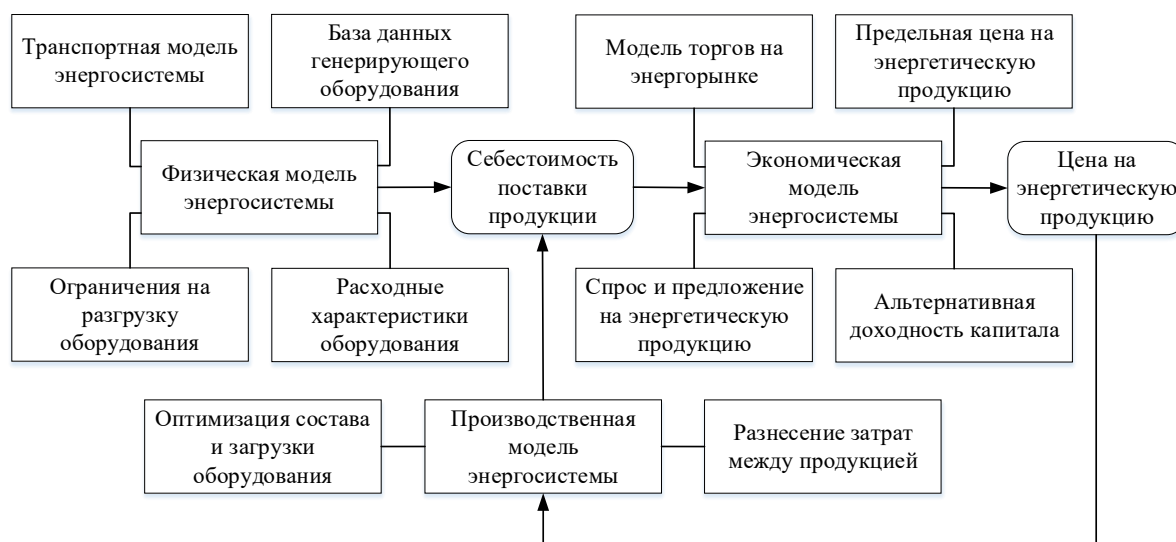


Рисунок 4.21 – Имитационная модель функционирования общеэнергетической системы в рыночных условиях

Источник: разработано автором

В основе моделирования лежат физическая, экономическая и производственная модели энергосистемы.

Физическая модель описывает производственно-технологические ограничения функционирования энергосистемы и включает в себя:

- базу данных технико-экономических характеристик генерирующего оборудования для отдельного и комбинированного производства тепла и электроэнергии,
- ограничения на разгрузку генерирующего оборудования в виде диапазона возможного регулирования,
- расходные характеристики генерирующего оборудования, отражающие затраты топлива при работе в номинальном и частичных режимах,
- транспортную модель энергосистемы, описывающую узлы поставки энергии и возможные потоки энергии между ними.

Экономическая модель описывает рыночные условия функционирования энергосистемы и включает в себя:

- кривые спроса и предложения на энергетическую продукцию в узлах поставки,
- маржинальную модель торгов на рынке электроэнергии с учетом возможного применения генерирующей компанией стратегий рыночной силы,
- предельные цены на тепло и электроэнергию, устанавливаемые территориальным органом государственного управления,
- альтернативную доходность на капитал на рынке, отражающую величину нормы прибыли генерирующей компании.

Производственная модель энергосистемы объединяет физическую и экономическую модели энергосистемы, что позволяет осуществлять расчет себестоимости и цены на энергетическую продукцию в узлах поставки. Управление себестоимостью осуществляется за счет:

- оптимизации структуры и загрузки оборудования,
- разнесения затрат между теплом и электроэнергией.

Рассмотрим ряд элементов программной реализации имитационной модели общеэнергетической системы.

Основой физической модели является база данных технико-экономических и расходных характеристик генерирующего оборудования. Логическая модель базы данных отражает взаимозависимости ключевых технико-экономических характеристик основного производственного оборудования энергосистемы, отнесенного к следующим уровням иерархии:

- Первый уровень. Классификация энергоустановок по виду рабочего тела: газовые и паровые энергоустановки.
- Второй уровень. Классификация энергоустановок по технологии производства: конденсационные и теплофикационные энергоустановки.

- Третий уровень. Классификация по технологическому уровню энергоустановок (начальным параметрам пара): энергоустановки на докритических, сверхкритических и суперсверхкритических параметрах пара.
- Четвертый уровень. Классификация по назначению для теплофикационных энергоустановок: с отбором пара для промышленных и (или) отопительных нужд.

Диапазон регулирования энергоустановок во многом определяет котельное оборудование, а именно минимальная тепловая мощность паровых котлов. Поэтому для определения множества допустимых значений мощности турбоагрегата необходимы данные о начальных параметрах пара и паропроизводительности котла [31, 98].

Выработка тепловой энергии может быть осуществлена как на основе теплофикационных энергоустановок ТЭЦ, так и котельных, в которых установлены водогрейные котлы. Классификация водогрейных котлов приводится по способу организации движения теплоносителя, виду используемого топлива и давлению пароводяной смеси.

На рисунке 4.22 приведена логическая модель организации базы данных энергетического оборудования энергосистемы.

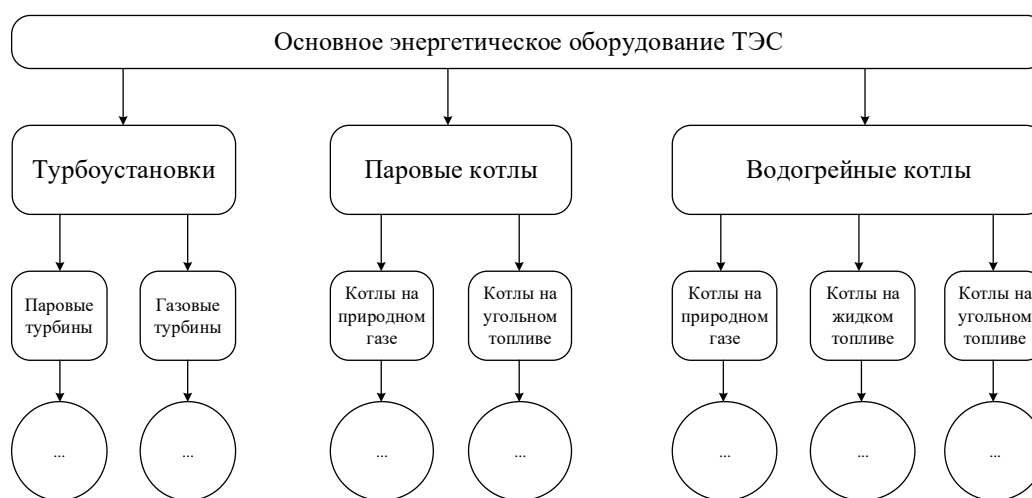


Рисунок 4.22 – Логическая модель базы данных энергетического оборудования

Источник: разработано автором

В таблице 4.6 приведен составленный актуальный для территориальных энергосистем перечень генерирующего оборудования тепловых электростанций, технико-экономические характеристики которых вошли в разработанную базу данных.

Таблица 4.6 – Перечень генерирующего оборудования территориальной энергосистемы

Теплофикационные установки		Конденсационные установки	Парогазовые установки	Газотурбинные установки
T-20-90	T-105/120-130	K-50-90	ПГУ-90	ALSTOM
T-22-90	T-110/120-130	K-100-90	ПГУ-40,8	GT13E2
T-23-90	T-110-130	K-110-6,5	ПГУ-55,8	ALSTOM GT8C
T-24-90	T-116/125-130	K-140-160	ПГУ-200	GE 9301F
T-25-90	T-123/130-130	K-145-130	ПГУ-300	GE GT-9E.03
T-27,5-90	T-178/210-130	K-150-130	ПГУ-400	GE GT-6F.03
T-30-90	T-180-130	K-160-130	ПГУ-420	GE GT-6F.01
T-35-90	T-185/220-12,8	K-165-130	ПГУ-450	SGT5-3000E
T-37-90	T-204/220-12,8	K-200-130	ПГУ-800	SGT-800-50
T-42-90	T-250/300-240	K-205-130		ГТ-25-710
T-43(50)-90	ПТ-12-35	K-210-130		ГТЭ-25У
T-46-130	ПТ-25-90	K-215-130		ГТЭ-50
T-50/60-130	ПТ-30-90	K-225-12,8		ГТЭ-65
T-50/60-90	ПТ-50-130	K-264 (300)-240		ГТЭ-110
T-60/65-130	ПТ-60-90	K-300-240		ГТЭ-145
T-82-90/2,5	ПТ-70-130	K-305-240		
T-88/100-90/2,5	ПТ-80-130	K-310-23,5		
T-97/117-130-3	ПТ-83-130	K-325-240		
T-100/120-130	ПТ-135/165-130	K-500-240		
T-100-130	ПТ-140/165-130	K-800-240		

Источник: разработано автором

Для приведенных энергоустановок на основе анализа рабочей документации [31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38] были составлены расходные характеристики, согласно представленному алгоритму в Приложении В. Они отражают изменение расхода топлива в зависимости от загрузки энергооборудования в допустимом для регулирования диапазоне мощности (таблицы 4.7 – 4.9).

Таблица 4.7 – Расходные характеристики газотурбинных установок

Модель газовой турбины	Зависимость удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии нетто от электрической мощности нетто
ALSTOM GT13E2	$y = 0,0073x^2 - 2,9434x + 632,01$
ALSTOM GT8C	$y = 0,001x^4 - 0,169x^3 + 10,481x^2 - 290,03x + 3450,3$
GE 9301F	$y = 0,0045x^2 - 1,9768x + 574,01$
GE GT-9E.03	$y = 0,0105x^2 - 3,7x + 667,67$
GE GT-6F.03	$y = 0,0329x^2 - 6,291x + 640,6$
GE GT-6F.01	$y = 0,0769x^2 - 9,4402x + 615,52$
SGT5-3000E (33MAC)	$y = 0,0042x^2 - 2,1098x + 589,51$
SGT-800-50	$y = 0,0929x^2 - 10,468x + 618,2$

Источник: разработано автором



Таблица 4.8 – Расходные характеристики конденсационных энергоустановок

Турбоустано вки типа К	Типовые энергетические характеристики турбоустановок ( $G_{\text{охл.в.}}=\text{const}$ , $t_{\text{охл.в.}}=\text{const}$ , $p_{\text{к}}=\text{var}$ )	Зависимость удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии нетто от электрической мощности нетто	
		Природный газ	Уголь
К-50-90-3 ЛМЗ	$Q_0=9,8+2,048*N_T+0,230*(N_T-36,15)$ , Гкал/ч, МВт	$y = -0,0022x^3 + 0,2976x^2 - 13,627x + 589,3$	$y = 0,0235x^2 - 2,5455x + 462,27$
К-100-90-6 ЛМЗ	$Q_0=15,2+1,971*N_T+0,160*(N_T-75,66)$ , Гкал/ч, МВт	$y = -0,0002x^3 + 0,0535x^2 - 5,0636x + 517,63$	$y = 0,0063x^2 - 1,3356x + 439,93$
К-160-130 ХТГЗ	$Q_0=19,66+1,959*N_T+0,108*(N_T-109,78)$ , Гкал/ч, МВт	$y = -6E-05x^3 + 0,0244x^2 - 3,2949x + 500,9$	$y = 0,0023x^2 - 0,7858x + 426,76$
К-200-130 ЛМЗ	$Q_0=20,12+1,866*N_T+0,095*(N_T-190)$ , Гкал/ч, МВт	$y = -2E-05x^3 + 0,0082x^2 - 1,585x + 427,94$	$y = 0,0014x^2 - 0,6265x + 395,51$
К-300-240 ХТГЗ	$Q_0=47,44+1,775*N_T+0,176*(N_T-251,83)$ , Гкал/ч, МВт	$y = -2E-06x^3 + 0,0026x^2 - 1,0164x + 440,62$	$y = 0,0013x^2 - 0,7621x + 440,14$
К-500-240-2 ХТГЗ	$Q_0=67,46+1,7695*N_T+0,1638*(N_T-457,5)$ , Гкал/ч, МВт	$y = 1E-07x^3 + 0,0002x^2 - 0,3032x + 391,35$	$y = 0,0004x^2 - 0,3841x + 414,33$

Источник: разработано автором

Таблица 4.9 – Расходные характеристики теплофикационных энергоустановок

Турбоустан овки типа Т	Типовые энергетические характеристики турбоустановок		Зависимость удельного расхода условного топлива на выработку ЭЭ нетто от электрической мощности нетто при работе ТА в теплофикационном режиме		Зависимость удельного расхода условного топлива на выработку ЭЭ нетто от электрической мощности нетто при работе ТА в конденсационном режиме	
	Теплофика ционный режим	Конденса ционный режим	Природны й газ	Уголь	Природный газ	Уголь
Т-50-130 ТМЗ	Принята хар. для Т- 110/120- 130	$Q_0=10+1,987*N_T+0,376*(N_T-45,3)$ , Гкал/ч, МВт	$y = -0,0021x^3 + 0,2662x^2 - 12,022x + 366,73$	$y = 0,0277x^2 - 3,3492x + 284,86$	$y = -3E-05x^4 + 0,0034x^3 - 0,0971x^2 - 2,7233x + 478,86$	$y = -0,0037x^3 + 0,5517x^2 - 27,061x + 820,29$
Т-110/120- 130 ТМЗ	$Q_0=122,11*p_T+2,326*Ne-1,314*N_T+Q_T$ , МВт, МВт	$Q_0=15,7+1,968*N_T+0,258*(N_T-98)$ , Гкал/ч, МВт	$y = -0,0002x^3 + 0,0384x^2 - 3,3669x + 261,98$	$y = 0,0035x^2 - 0,8815x + 224,09$	$y = -6E-05x^3 + 0,0234x^2 - 3,0958x + 479,69$	$y = 0,0111x^2 - 2,2278x + 488,43$

Продолжение таблицы 4.9

Т-185/220- 130 ТМЗ	$Q_0=85+3,5 \cdot 3 \cdot Ne+q_{ek} \cdot (Ne-N_T)+Q_T$ , ГДж/ч, МВт	$Q_0=102,9+8,19 \cdot N_T+0,38 \cdot (N_T-145)$ , ГДж/ч, МВт	$y = -4E-05x^3 + 0,0164x^2 - 2,4346x + 280,16$	$y = -3E-06x^3 + 0,0025x^2 - 0,6794x + 213,7$	$y = -2E-05x^3 + 0,0114x^2 - 2,1132x + 487,17$	$y = 0,0005x^2 - 0,3032x + 401,1$
Т-250/300- 240 ТМЗ	$Q_0=d_0+d_1 \cdot Ne+q_{ek} \cdot (Ne-N_T)+Q_T$ , ГДж/ч, МВт	$Q_0=123+7,66 \cdot N_T+0,33 \cdot (N_T-222)$ , ГДж/ч, МВт	$y = -3E-06x^3 + 0,0025x^2 - 0,6794x + 213,7$	$y = 0,0005x^2 - 0,3342x + 209,83$	$y = -4E-06x^3 + 0,0033x^2 - 0,9848x + 418,08$	$y = 0,0006x^2 - 0,4036x + 392,09$

Источник: разработано автором

База данных технико-экономических и расходных характеристик генерирующего оборудования спроектирована для работы под управлением СУБД FirebirdSQL. Ее структура представлена в Приложении Г.

Для формирования многосоставных выборок генерирующего оборудования, исходя из заданных сложных многопараметрических условий покрытия электрической и тепловой нагрузок, был разработан программный интерфейс. Его экранные формы приведены на рисунках 4.23 и 4.24.

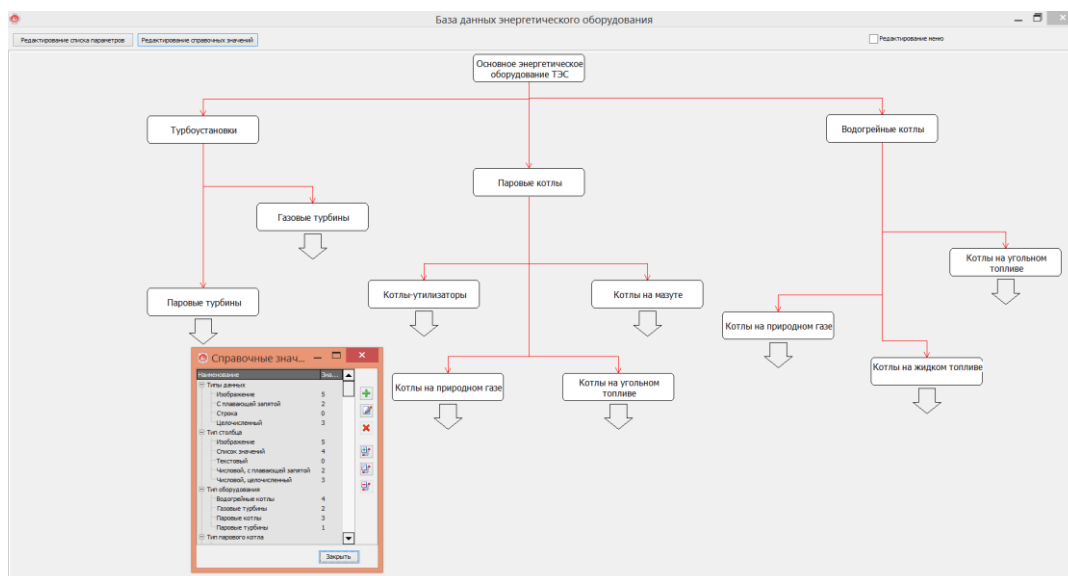


Рисунок 4.23 – Экранная форма программного интерфейса базы данных генерирующего оборудования (первый уровень иерархии)

Источник: разработано автором

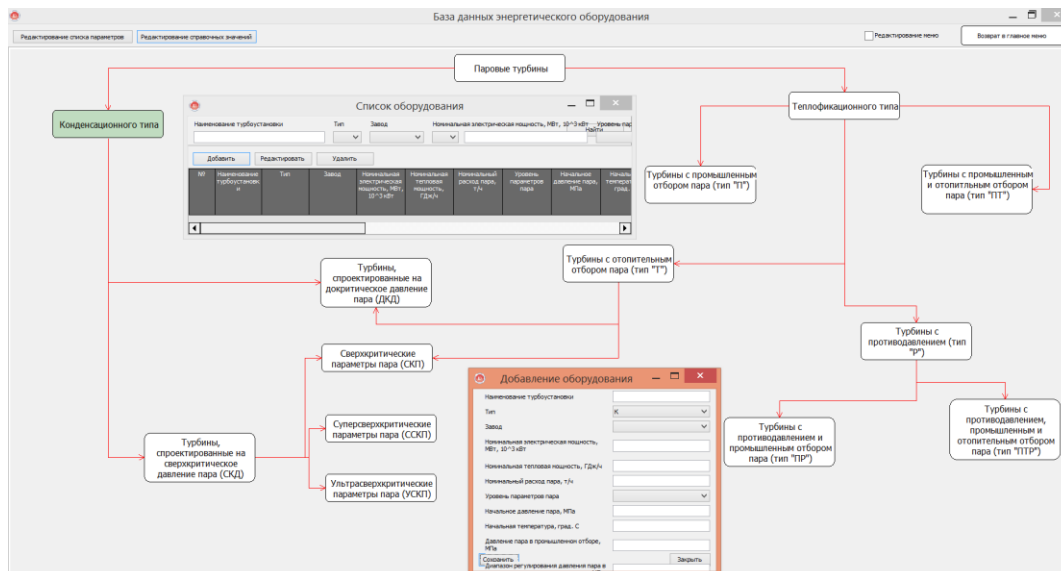


Рисунок 4.24 – Экранная форма программного интерфейса базы данных генерирующего оборудования (второй уровень иерархии – паровые турбины)

Источник: разработано автором

Основой экономической модели является модель торгов электроэнергией, предполагающая расчет цены в узлах поставки согласно маргинальному методу ценообразования. Для ее разработки применялся модифицированный программный комплекс AMES, в основе которого лежит агентный подход к моделированию рынка электроэнергии [153, 160, 235, 316, 318]. AMES является некоммерческой системой с открытым исходным кодом, которая предназначена для проведения вычислительных исследований результатов торгов на энергорынке и изучения поведения рыночных агентов. Структурная модель программного комплекса AMES приведена на рисунке 4.25.

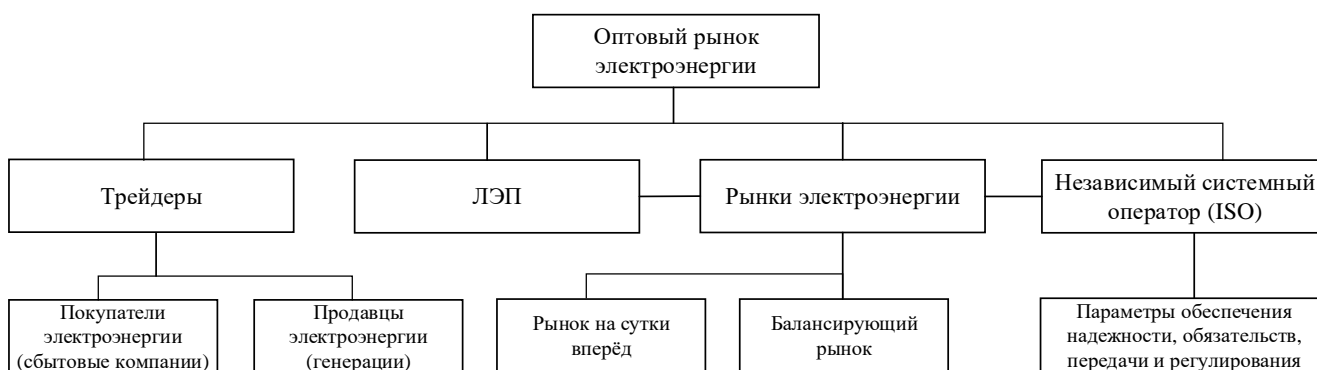


Рисунок 4.25 – Структурная модель AMES

Источник: разработано автором на основании [153, 160, 316]

Функциональные особенности программного комплекса AMES представлены на рисунке 4.26.



Рисунок 4.26 – Функциональные особенности AMES

Источник: разработано автором на основании [153, 160, 316]

В основе модели рынка электроэнергии AMES лежит транспортная модель, описывающая узлы поставки электроэнергии и объединяющие их линии электропередач [311, 313, 314]. К узлам поставки подключены продавцы (генерирующие компании) и покупатели (потребители) электроэнергии, являющиеся трейдерами энергорынка. Управление рынком осуществляет системный оператор, несущий функции сетевого и коммерческого оператора.

Функционирование рынка электроэнергии моделируется в течение задаваемой последовательности дней  $D_{max}$ , состоящей из 24 часовой последовательности  $H = 00, 01, \dots, 23$ . Системный оператор ежедневно проводит аукцион ценовых заявок на день  $D+1$  в рамках двухуровневой системы рынков – рынка на сутки вперед и балансирующего рынка с целью определения маржинальных цен в узлах поставки электроэнергии, а также выполняет функции передающей сети. Алгоритм работы системного оператора представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Алгоритм работы системного оператора AMES в течение суток

Время (день D)	Операции
00:00-11:00	Сбор ценовых заявок от потребителей и производителей электроэнергии для дня D+1
11:00-17:00	Оценка ценовых заявок, определение ценообразующей заявки и равновесной рыночной цены
17:00-18:00	Период подачи заявок в торговую систему для следующего дня
18:00-23:00	Обработка заявок и публикация графика нагрузок и цен
23:00-00:00	Регулирование на сутки вперед

Источник: разработано автором на основании [160, 316, 318]

Потребителей электроэнергии на рынке представляют гарантирующие поставщики, целью которых является обеспечение спроса (электрической нагрузки) конечных потребителей. Гарантирующие поставщики не производят и не продают энергию на рынке. Они получают электроэнергию только от генераторов и не могут продавать/покупать ее друг у друга. Кроме того, гарантирующие поставщики являются «пассивными» агентами, то есть они не принимают никаких стратегических решений, а только передают системному оператору заявки спроса в соответствии с данным графиком нагрузки. Соответственно, в начале каждого дня  $D_j$  – гарантирующий поставщик ( $LSE_j$ ) подает дневной график нагрузки на день  $D+1$  на рынке на сутки вперед, отражающий реальный спрос  $P_{Gj}(H)$  (МВт) в каждый час суток. В модели задается общее количество гарантирующих поставщиков ( $J$ ), а также узлы их подключения к сети.

Продавцов на рынке электроэнергии представляют генерирующие компании ( $GenCo$ ). В модели задаются общее количество энергоустановок генераторов ( $I$ ) и их месторасположение в сети (узлы подключения). Генерации поставляют электроэнергию только гарантирующим поставщикам и не могут продавать/покупать ее друг у друга. Для каждой энергоустановки задается начальный финансовый ресурс на операционные нужды, минимальный и максимальный объем производства, а также функция производственных издержек.

Допустимый диапазон регулирования производственной мощности формируется в пределах от минимального  $Cap_i^L$  до максимального  $Cap_i^U$ . Функция общих издержек генератора  $TC_i$  зависит от загрузки энергооборудования в каждый час суток  $p_{Gi}$  и описывается следующим образом [314, 315]:

$$TC_i(p_{Gi}) = a_i \cdot p_{Gi} + b_i \cdot p_{Gi}^2 + FC_i, \quad Cap_i^L \leq p_{Gi} \leq Cap_i^U \quad (4.24)$$

где  $a_i$ ,  $b_i$  – параметры, характеризующие переменные издержки (топливные затраты);  $FC_i$  – постоянные издержки, которые являются экзогенным параметром модели.

Соответственно маржинальные издержки генератора определяются согласно следующей формуле:

$$MC_i(p_{Gi}) = a_i + 2 \cdot b_i \cdot p_{Gi} \quad (4.25)$$

В начале каждого дня  $D$  каждый генератор  $i$  подает заявку предложения  $S_i^R(D)$  системному оператору на каждый час дня  $D+1$  для проведения торгов на рынке на сутки вперед. Данная заявка задается в виде функции маржинальных издержек генератора:

$$MC_i^R(p_{Gi}) = a_i^R + 2 \cdot b_i^R \cdot p_{Gi}, \quad Cap_i^{RL} \leq p_{Gi} \leq Cap_i^{RU} \quad (4.26)$$

где  $Cap_i^{RL}$ ,  $Cap_i^{RU}$  - заявленные минимальный и максимально возможный объем производства электроэнергии соответственно.

Данная заявка может быть стратегической, в том смысле, что заявленные коэффициенты  $a_i^R$  и  $b_i^R$  в формуле могут не совпадать с реальными коэффициентами  $a_i$  и  $b_i$ . Заявленный допустимый интервал производственной мощности  $[Cap_i^{RL}; Cap_i^{RU}]$  также может отличаться от реального допустимого интервала производственной мощности  $[Cap_i^L; Cap_i^U]$ .

В результате проведенного аукциона отбора заявок агенты (генерирующие компании и гарантирующие поставщики) получают график выполнения обязательств (покупка-продажа электрической энергии в фиксированном объеме и по фиксированной цене в каждый час суток). При выполнении своих обязательств генераторы извлекают прибыль, по величине которой оценивается эффективность их работы (стратегического поведения) в виде корректности выбора параметров заявки. Также определяются равновесные узловые цены ( $LMP_k$ ) в каждый час суток для каждого узла  $k$  транспортной модели энергосистемы и реально выработанный и потребленный объем электроэнергии на каждый час суток.

Прибыль генератора  $i$ , расположенного в узле  $k$  транспортной модели определяется по формуле:

$$Pr_i^{new}(p_{Gi}^*) = LMP_k \cdot p_{Gi}^* - TC_i(p_{Gi}^*), \quad (4.27)$$

где  $LMP_k$  – локальная равновесная цена в узле  $k$ , определенная системным оператором методом маржинального ценообразования в результате торгов в день  $D$  на определенный час  $H$  дня  $D+1$  на рынке на сутки вперед;  $p_{Gi}^*$  - реальный объем электроэнергии, отобранный для поставки генерацией  $i$  в узел  $k$  в час  $H$  в день  $D+1$ .

Также в модели учтен риск банкротства генератора. Накопленный поток денежных средств  $M_i$  генерации  $i$  определяется по формуле:

$$M_i^{new} = M_i^{prev} + Pr_i^{new}(p_{Gi}^*) \quad (4.28)$$

Соответственно, когда запас денежных средств генератора становится отрицательным, агент покидает рынок, следствием чего становится снижение производственной мощности энергосистемы. При этом в модели вход новых игроков на рынок не предусмотрен.

Основные параметры и выходные данные модели торгов на рынке электроэнергии приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Основные параметры и выходные данные модели торгов на рынке электроэнергии AMES

Условное обозначение	Расшифровка
$P_{Gi}$	Реальный объем поставки электроэнергии генератором $i=1, \dots, I$ (МВт)
$LMP_k$	Предельная (равновесная) маржинальная цена (\$/МВт) в узле $k=1, \dots, K$
$P_{km}$	Реальный поток электрической энергии по ветви, $Km \in BR$ (МВт)
$P_{Gen_k}$	Реальный общий объем поставки электроэнергии в узел $k=1, \dots, K$ (МВт)
$P_{Load_k}$	Реальный общий объем потребления электроэнергии в узле $k=1, \dots, K$ (МВт)
$P_{NetInject_k}$	Реальный общий чистый объем поставки электроэнергии в узел $k=1, \dots, K$ (МВт)
$Pr_i$	Прибыль от реализации электроэнергии генератором $i = 1, \dots, I$ (\$/час)
$M_i$	Накопленный денежный поток генератора $i = 1, \dots, I$ (\$)
$Cap_i^{RL}$	Заявленный нижний предел допустимой производственной мощности генератора $i = 1, \dots, I$ (МВт)
$Cap_i^{RU}$	Заявленный верхний предел допустимой производственной мощности генератора $i = 1, \dots, I$ (МВт)
$a_i^R, b_i^R$	Заявленные коэффициенты функции маржинальных затрат генератора $i = 1, \dots, I$ (\$/МВт, \$/МВт <sup>2</sup> )

Источник: разработано автором на основании [153, 160, 311, 312, 318]

Результаты вычислительных экспериментов на агентной модели AMES по исследованию влияния производственной эффективности генераторов и применяемых ими стратегий рыночной силы на равновесные цены в узлах поставки электроэнергии при различной структуре сети энергосистемы приведены в Приложениях Д и Е.

Основой производственной модели является алгоритм выбора состава генерирующего оборудования, позволяющий сформировать выборки генерирующего оборудования для проведения теоретико-игровой оптимизации производственной структуры энергосистемы. В качестве критерия эффективности состава генерирующего оборудования применяется коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) энергосистемы. Чем выше его значение, тем лучше производственная структура адаптирована к графику энергопотребления и больше часов в году энергоустановки работают в номинальном экономичном режиме.

Суточное энергопотребление во многом зависит от температуры окружающей среды (климатического сезона), а также типа дня календарной недели (рабочий или выходной). Для

формирования состава генерирующего оборудования с позиции обеспечения наибольшей загрузки производственных мощностей в течение года необходимо проводить исследование графиков энергопотребления в типовые рабочие и выходные дни различных климатических сезонов. Предлагается проводить стратификацию данных графиков в соответствии с рисунком 4.27.

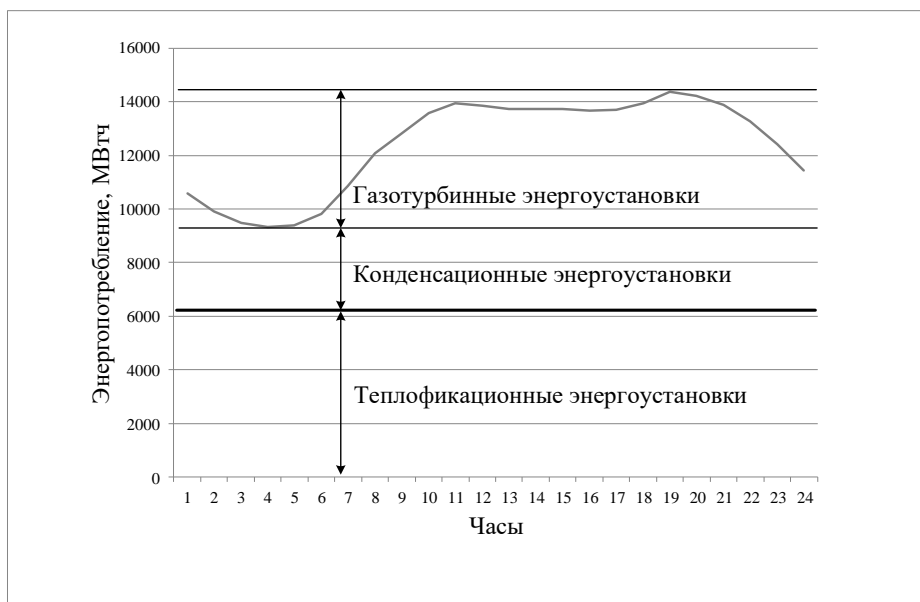


Рисунок 4.27 – Стратификация графика нагрузки по виду энергоустановок

Источник: разработано автором

Нижняя часть графика представляет область постоянной нагрузки, которую предлагается покрывать теплофикационным оборудованием (Т), вырабатывающим электроэнергию и тепло в экономичном комбинированном режиме. Так как в данном случае выработка электроэнергии привязана к производству тепла, то оставшийся непокрытый спрос на электроэнергию области постоянной нагрузки обеспечивается за счет конденсационных энергоустановок (К). Верхняя часть графика представляет область переменной нагрузки, большей частью покрываемого маневренными газотурбинными энергоустановками (ГТУ).

Для выбора состава оборудования энергосистемы необходимо составить и провести анализ различных выборок энергоустановок для постоянной и переменной части графика нагрузки. С целью повышения эффективности получаемых решений в виде выборок состава оборудования было предложено проранжировать энергоустановки по уровню мощности и покрывать суточный график нагрузки в начале установками с наиболее высокой единичной



мощностью. Это позволит обеспечить работу наиболее производительных энергоблоков в режимах номинальной загрузки, таким образом, минимизировав удельные топливные затраты.

Данная задача является комбинаторной. Для ее решения был разработан алгоритм, представленный на рисунке 4.28 [145, 305].

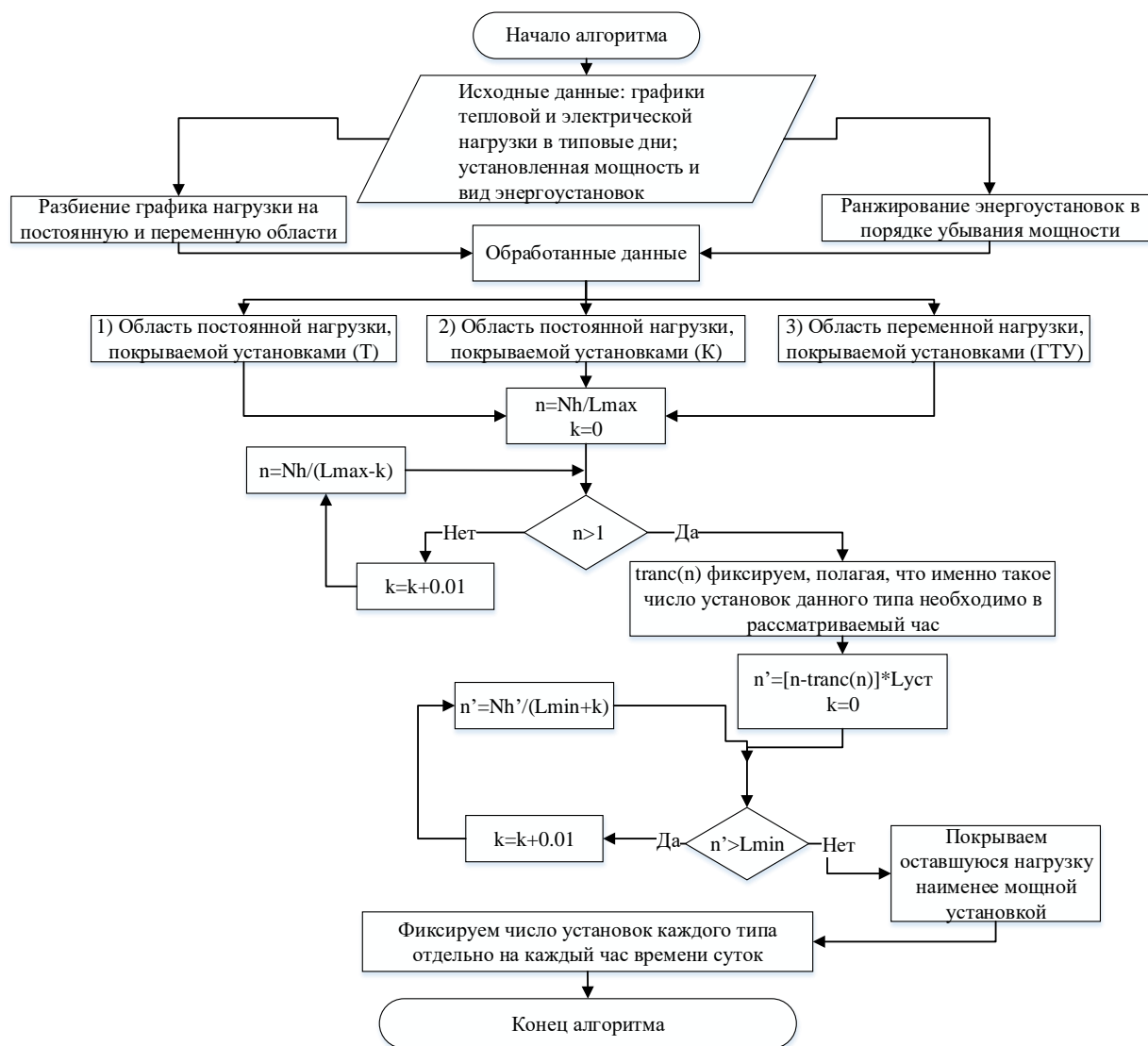


Рисунок 4.28 – Алгоритм формирования выборок состава генерирующего оборудования с наибольшим КИУМ для покрытия графика нагрузки

Источник: разработано автором

Представленный алгоритм реализует пошаговый поиск наилучших выборок генерирующего оборудования с позиции величины коэффициента использования установленной мощности. Здесь  $n$  – объем выборки установок заданного типа,  $N_h$  – нагрузка в

определенный час типовых суток,  $L_{max}$  – установка заданного типа максимальной мощности,  $L_{min}$  – установка заданного типа минимальной мощности,  $L_{уст}$  – установленная мощность установки заданного типа,  $n'$  – число загруженных установок выбранного типа и мощности.

#### Выводы по Главе 4

В рассмотренном разделе работы была предложена многоуровневая модель управления развитием общеэнергетической системы территориального образования и разработан подход к проведению теоретико-игровой оптимизации ее производственной структуры с позиции критерия согласованного управления на различных организационных уровнях.

Показано, что в условиях продолжающейся либерализации экономических отношений в энергетике для реализации стратегических приоритетов государственной энергетической политики требуется совершенствование системы управления развитием энергетическим комплексом с позиции обеспечения эффективного взаимодействия органов государственной власти с саморегулируемыми энергопредприятиями. Адекватное отражение их интересов должно быть основой принятия решений по развитию территориальных энергосистем.

Среди недостатков системы управления электроснабжением на территориальном уровне выделены:

- отсутствие учета стратегий и программ инновационного развития территориальных генерирующих компаний,
- отсутствие учета перспективного развития систем теплоснабжения, связанных режимами работы с системами электроснабжения,
- отсутствие схемных расчетов и обосновывающих документов, подтверждающих отклонения в прогнозе уровня электропотребления,
- отсутствие контроля над соответствием разрабатываемой схемы и программы развития электроэнергетики на территориальном уровне рекомендациям по их формированию.

На основе проведения структурного анализа и декомпозиции существующей системы управления электроснабжением предложен ряд ее организационных совершенствований, позволяющих повысить качество управления. Одним из предложений является создание координационного органа управления, позволяющего:

- согласовать управление на различных организационных уровнях между территориальными органами власти и энергопредприятиями,
- осуществлять совместное планирование развития систем тепло- и электроснабжения, в том числе, на основе комбинированной выработки,

- повысить качество схем и программ развития системы энергоснабжения на основе выделения специализированных проектных организаций, ответственных за разработку.

При анализе систем управления теплоснабжением выявлено, что их развитие идет по пути централизации управления и создания единых теплоснабжающих организаций, которые формируются на базе теплосетевой организации или крупного теплового источника (ТЭЦ). При этом существует три основных вида систем управления теплоснабжением: на основе административного управления, концессионного соглашения и частного управления. Особенностью управления теплоснабжением является то, что интересы потребителя как покупателя на рынке тепла фактически не представлены. Их взаимодействие с теплоснабжающими организациями осуществляется через управляющую компанию, эксплуатирующую жилой фонд, у которой отсутствует экономическая заинтересованность в энергосбережении.

Для устранения выделенного недостатка предложено рассмотреть формирование единой теплоснабжающей организации на основе управляющей компании, заключающей с потребителями прямые договоры теплоснабжения. Предполагается, что теплосетевые организации будут находиться под муниципальным управлением или функционировать на основе концессионных соглашений (с управляющей компанией), а тепловые источники выделены в отдельные предприятия и осуществлено их акционирование. Теплоснабжающая организация на базе управляющей компании осуществляет функции управления теплоснабжением и определяет критерии выбора поставщиков тепла. Потребители реализуют свои экономические интересы через акционирование управляющей компании. Таким образом, формируется рыночный покупатель, заинтересованный в уменьшении теплопотребления. При этом ответственность перед потребителями несет только одна управляющая компания, что также позволяет повысить качество управления.

Показано, что для управления развитием общеэнергетической системы на территориальном уровне применяют как рыночные, так и централизованные механизмы управления. Если для централизованного управления характерна строгая иерархическая подчиненность субъектов управления и их интересов, то применение рыночных механизмов управления требует согласования интересов субъектов управления при принятии решения. Достижение согласованности управления основано на наличии общих целей субъектов управления.

Критерии эффективности государства и энергопредприятий согласуются в направлении снижения себестоимости производства продукции. При этом возникает рассогласование критериев в направлении формирования добавленной стоимости продукции. Если государство,

представляя интересы потребителей, заинтересовано в ее снижении, то предприятия, обеспечивая рентабельность производства, наоборот, в повышении. Для этого могут применяться стратегии рыночной силы и искусственного завышения издержек производства.

С целью анализа степени рассогласования системы управления было проведено исследование стратегий территориальных органов государственного управления и энергопредприятий, и для каждого их сочетания сформирована модель оценки ожидаемой стоимости энергетической продукции для конечного потребителя. На основе полученных результатов разработана многоуровневая модель управления развитием общеэнергетической системы территориального образования, позволяющая выявить факторы и последствия рассогласования управления и провести совершенствование ее структуры.

Показано, что решение задачи согласования принятия решений субъектами управления на различных организационных уровнях требует разработки иерархической игры, в которой орган власти является управляющим органом, определяющим правила игры, а энергопредприятия – управляемыми субъектами, принимающими решения, исходя из установленных правил. Для нахождения равновесия данной игры был разработан алгоритм, особенностью которого является рассмотрение различных порядков взаимодействия органа власти и энергопредприятия.

Для реализации алгоритма была разработана имитационная модель, состоящая из физической, экономической и производственной моделей. Основой физической модели является база данных технико-экономических и расходных характеристик генерирующего оборудования, работающая под управлением СУБД FirebirdSQL. Основой экономической модели является модель торгов электроэнергией, реализованная в модифицированном программном комплексе агентного моделирования AMES. Производственная модель базируется на вычислительном алгоритме выбора состава генерирующего оборудования, запрограммированного в среде MathCAD.

Приведенные разработки сформировали теоретико-игровую модель согласованной оптимизации производственной структуры общеэнергетической системы, позволяющей определить наилучший состав генерирующего оборудования при разной информированности территориального органа управления о стратегиях энергопредприятия.

## **Глава 5 Формирование методологии обеспечения энергетической безопасности на основе согласованного многоуровневого управления развитием общеэнергетической системы и механизма ее реализации**

### **5.1 Формирование методологического подхода к обеспечению энергетической безопасности на основе согласованного многоуровневого управления развитием территориальной общеэнергетической системы**

Базисом методологии обеспечения энергетической безопасности на основе согласованного многоуровневого управления развитием общеэнергетической системы территориально-административного образования в рыночных условиях является методологический подход, объединяющий научные результаты, представленные в предыдущих разделах работы. Он позволяет определить наилучшее направление развития территориальной энергосистемы в условиях протекающих процессов глобализации и либерализации энергетического хозяйства с позиции обеспечения экономически обоснованного уровня энергетической безопасности и повысить управляемость процесса структурно-технологической модернизации энергосистемы путем согласования противоречивых интересов регионального органа государственного управления и территориальной генерирующей компании при принятии управленческих решений по формированию ее производственной структуры.

Особенностью методологического подхода является проведение комплексного исследования общеэнергетической системы территориального образования с учетом наличия сложных взаимосвязей между ее обеспечивающими и производственными подсистемами и многоуровневой организации системы управления на предмет обеспечения экономически обоснованного уровня энергетической безопасности. В качестве драйвера повышения уровня энергетической безопасности рассматриваются структурно-организационные и производственно-технологические решения повышения эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях.

При проведении исследования территориальной энергосистемы она декомпозируется на производственные и обеспечивающие подсистемы, выделяются их экономические показатели, определяющие состояние энергетической безопасности, и предлагаются модели оценки влияния на них изменения производственной структуры, рыночных правил функционирования и механизмов ценообразования. Формируется прогноз изменения балансовой структуры энергосистемы при либерализации экономических отношений в отрасли.

При исследовании системы управления энергосистемой выявляются организационные уровни управления, оценивается степень и влияние рассогласования управления на экономические показатели, характеризующие состояние энергетической безопасности. На основе решения задачи согласования управления на различных организационных уровнях с помощью проведения теоретико-игровой оптимизации определяется наилучшая производственная структура энергосистемы, позволяющая повысить уровень энергетической безопасности. В основе оптимизации лежит реализация преимуществ комбинированного производства энергетической продукции.

По своей сути, методологический подход представляет собой научное обобщение представленных в предыдущих разделах научных результатов и включает в себя следующий состав методов и моделей, объединенных единым творческим замыслом:

1. Метод типологизации общеэнергетических систем территориально-административных образований, позволяющий на основе проведения многомерного статистического анализа структурных свойств и условий функционирования энергосистем сгруппировать их по общим признакам и выделить общие тенденции развития (НР 1).
2. Категориально-понятийный аппарат энергетической безопасности, позволяющий выделить социально-экономические аспекты ее обеспечения в рыночных условиях (НР 2).
3. Метод оценки энергетической безопасности территориально-административного образования, позволяющий на основе анализа агрегированных экономических показателей территориальной энергосистемы сформировать выводы о ее защищенности от угроз надежному энергоснабжению и с позиции критериев эффективности территориальных субъектов управления определить экономически обоснованный уровень ее обеспечения (НР 3).
4. Методы оценки влияния на энергетическую безопасность территориально-административного образования изменений производственной структуры энергосистемы и рыночных правил ее функционирования, позволяющие предложить структурно-организационные и производственно-технологические решения повышения эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях, способствующие росту уровня энергетической безопасности (НР 4, НР 5).
5. Экономико-математические модели общеэнергетической системы, ее производственных и обеспечивающих подсистем, позволяющие прогнозировать изменение балансовой структуры энергосистемы и стоимости энергетических ресурсов и продукции при различных моделях ценообразования, а также оценивать системный эффект от

изменения производственной структуры и рыночных правил функционирования энергетических объектов (НР 6, НР 7, НР 8).

6. Иерархическая модель управления развитием территориальной общеэнергетической системы и метод теоретико-игрового согласования решений между субъектами управления на различных организационных уровнях, а также его программная реализация, позволяющие определить наилучший состав производственных мощностей общеэнергетической системы на основе нахождения равновесия пошаговой иерархической игры (НР 9, НР 10).

Взаимосвязь научных результатов в рамках методологического подхода обеспечения энергетической безопасности территориально-административного образования на основе согласованного управления развитием его общеэнергетической системы представлена на рисунке 5.1.

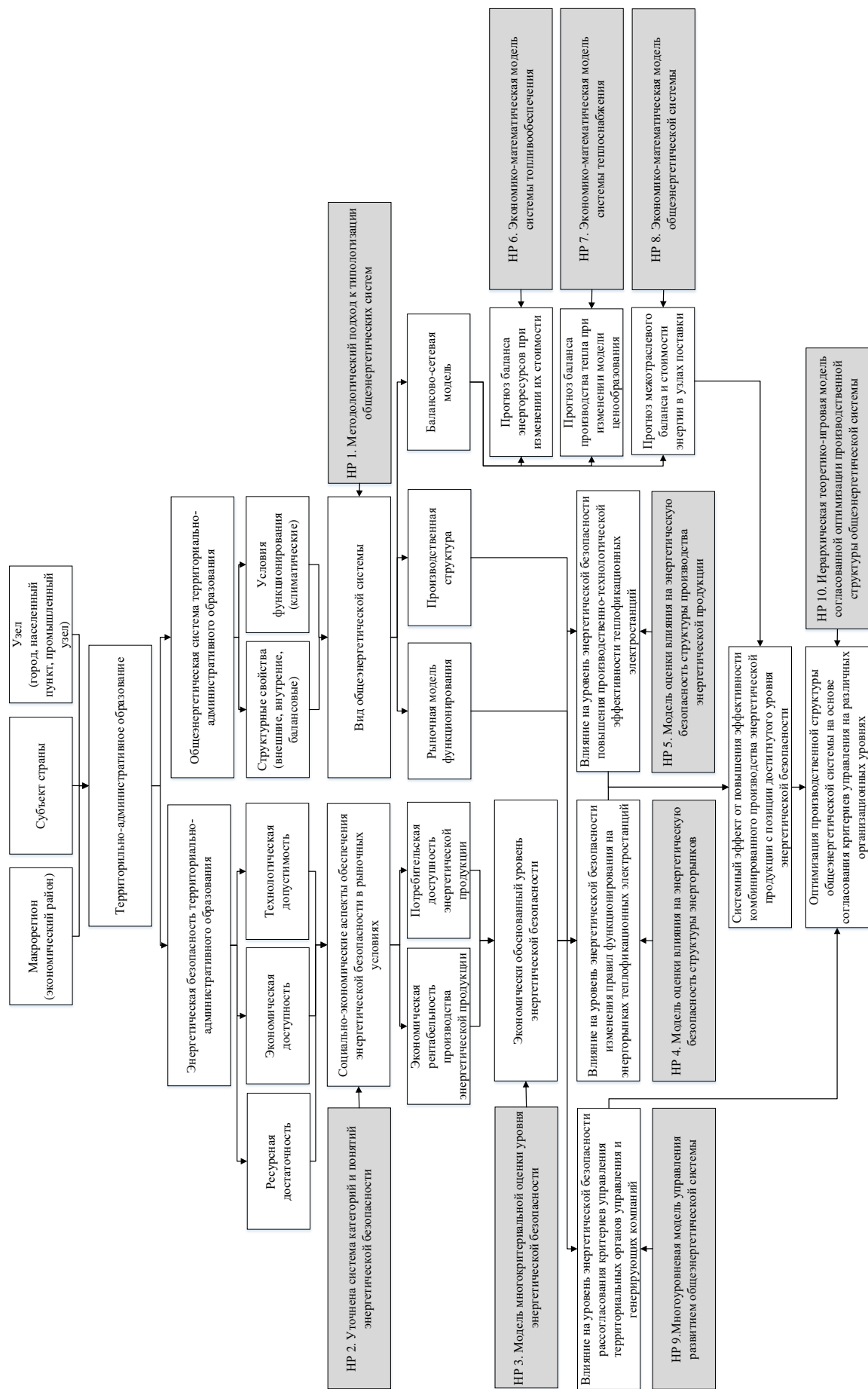


Рисунок 5.1 – Методологический подход обеспечения энергетической безопасности территориального образования на основе организации согласованного многоуровневого управления развитием его общенергетической системы

Источник: разработано автором



## 5.2 Формирование механизма согласованного управления развитием общеэнергетической системы в рыночных условиях на территориальном уровне

### 5.2.1 Выбор формы государственно-частного партнерства реализации проектов структурно-технологической модернизации общеэнергетической системы

Реализация методологического подхода обеспечения энергетической безопасности на основе согласованного многоуровневого управления развитием общеэнергетической системы территориального образования требует широкого применения форм государственно-частного партнерства в энергетике, формирующих основной механизм управления отраслью в современных условиях. Это обусловлено, с одной стороны, высокой значимостью отрасли для экономики и национальной безопасности и необходимостью обеспечения государственного контроля над ее функционированием и развитием, с другой – востребованностью привлечения частных инвестиций в отрасль и повышения ее эффективности на основе внедрения конкурентных отношений и рыночных механизмов управления.

Государственно-частное партнерство (ГЧП) представляет собой форму кооперации между государством и бизнесом, целью которой является обеспечение финансирования, строительства, модернизации, управления, содержания инфраструктуры на основе разделения рисков и ответственности между сторонами. Чаще всего данное партнерство реализуется в виде долгосрочного контракта для создания и развития государственных активов, в котором частная сторона принимает на себя функции управления [20, 90, 102].

Базисом ГЧП является наличие взаимного интереса к организации партнерства. Возможные причины заинтересованности в кооперации приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Причины организации партнерства государства и бизнеса

Интересы государства	Интересы бизнеса
Снижение издержек и повышение качества продукции и услуг для населения за счет внедрения частным партнером новых технологий и использования опыта	Долговременное стабильное извлечение дохода от использования государственных активов, что позволяет снизить предпринимательские риски
Привлечение частных инвестиций с целью снижения нагрузки на бюджет и распределения издержек	Гарантии доходности инвестиционных проектов, получаемые от государства, что невозможно в частном секторе
Повышение эффективности использования государственных активов при производстве общественных благ	

Источник: разработано автором

Развитие форм и механизмов ГЧП осуществляется на государственном уровне и преследует достижение следующих целей [20, 90, 102]:

- ускорение реализации крупных инфраструктурных проектов, а также повышение эффективности производственного процесса и качества предоставления услуг населению,
- внедрение инновационных технологий и механизмов управления в государственный сектор экономики,
- привлечение внебюджетных источников финансирования в развитие отрасли, находящейся в зоне ответственности государства, с целью снижения нагрузки на бюджеты различных уровней,
- стимулирование развития экономики за счет вовлечения частного капитала в реализацию крупных долгосрочных проектов.

Основным законодательным актом, регулирующим государственно-частные партнерства, является №224-ФЗ «О государственно-частном и муниципально-частном партнерстве». В нем выделяются следующие признаки ГЧП:

- формируется на определенный срок (более трех лет),
- создание возможно только на основании соглашения, в рамках которого объединяются ресурсы государства и бизнеса, а также происходит разделение рисков и ответственности,
- взаимодействие осуществляется между двумя субъектами – частным и публичным; частные субъекты могут выступать без образования юридического лица с целью предоставления заемных средств,
- предполагается внедрение инновационных методов управления реализацией инфраструктурных проектов и оказания государственных услуг.

При переходе от административных (властных) к партнерским отношениям между государством и бизнесом распределяются следующие полномочия [90, 203]:

- право контроля над активами,
- право на управление,
- право на доход,
- право на переуступку полномочий другим лицам.

Распределение данных полномочий связано с перераспределением рисков и ответственности, а так же с выплатами вознаграждения сторонами после достижения целей проекта, и во многом определяется выбором формы государственно-частного партнерства.

С правовой точки зрения формы ГЧП можно разделить на корпоративные и договорные. В основе корпоративных форм лежит создание проектной компании с участием государства и бизнеса. Договорные формы предполагают реализацию проекта на основании договора.

В энергетической отрасли наибольшее распространение получили следующие формы ГЧП:

- концессионные соглашения,
- соглашения о разделе продукции,
- корпоративные договоры,
- специальные инвестиционные контракты,
- соглашения в рамках формирования технологических платформ.

Согласно концессионному соглашению частная организация получает во владение объект государственной собственности на ограниченный период времени, принимая на себя инвестиционные риски (рисунок 5.2). Применяется, в первую очередь, в инфраструктурных отраслях, в частности, в энергетике для реализации проектов нового строительства, реконструкции и управления [20]. Концессионные соглашения регулируются законодательным актом №115-ФЗ «О концессионных соглашениях».

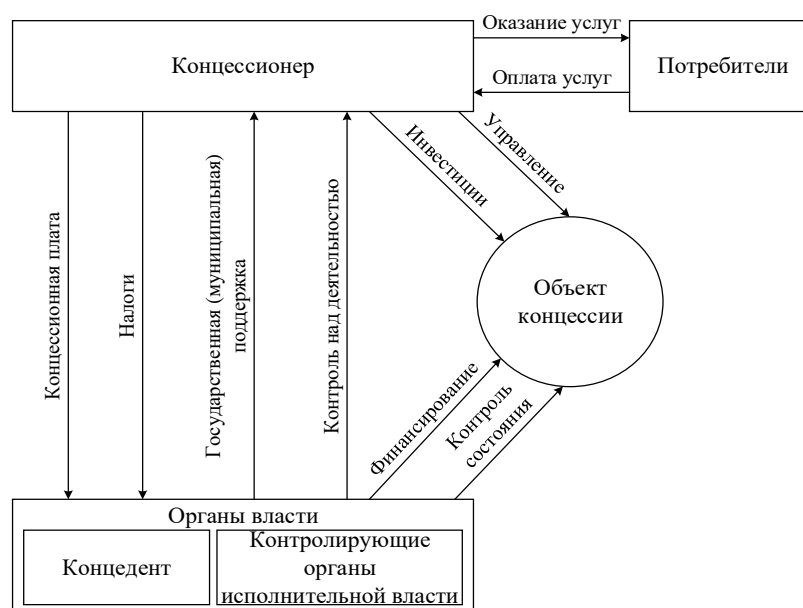


Рисунок 5.2 – Концессионная форма государственно-частного партнерства

Источник: разработано автором на основании [20]

Концессионные соглашения являются наиболее популярной формой ГЧП, на долю которых приходится более 60% регистрируемых партнерств, наибольший вес в которых имеют

партнерства в сфере электроэнергетики и коммунально-энергетического хозяйства. Это объясняется необходимостью обеспечения роста инвестиций в инфраструктуру энергетической отрасли на уровне 6-10% в год. Несмотря на то, что основные инвестиционные проекты в электроэнергетике традиционно финансируются за счет монополий, в силу недостаточной обеспеченности инвестиционных программ крупные участники рынка заинтересованы в организации ГЧП. Большая часть инфраструктурных проектов коммунально-энергетического комплекса реализуется на муниципальном уровне. На их долю приходится более 84% проектов, зарегистрированных в 2017 году, что отражает высокую заинтересованность со стороны государства в совершенствовании энергетического комплекса на территориальном уровне управления [207, 255]. Однако по объему вложений инвестиционных и материальных ресурсов проекты коммунально-энергетического комплекса существенно уступают инфраструктурным проектам других отраслей.

Популярность концессионных соглашений в энергетике объясняется следующими причинами:

- соглашения носят долгосрочный характер, что позволяет государству и бизнесу осуществлять стратегическое планирование своей деятельности,
- в рамках соглашения частный сектор обладает полной свободой в принятии управленческих решений, а государство имеет достаточно рычагов воздействия на концессионера в случае нарушения им условий концессии, а также при возникновении необходимости защиты своих интересов.

При этом концессионные соглашения являются дорогостоящими и рискованными для бизнеса, а действующие законодательные акты, в первую очередь, защищают интересы государства.

Соглашение о разделе продукции представляет собой договор, в соответствии с которым государство предоставляет частному инвестору на возмездной основе на определенный срок исключительные права на поиск, разведку, добычу минерального сырья на участке недр, указанном в соглашении, и на ведение связанных с этими правами работ. В свою очередь, инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск. Произведенная продукция подлежит разделу между государством и инвестором в соответствии с соглашением, предусматривающим условия и порядок данного раздела. Если в концессионном соглашении инвестору принадлежит вся произведенная продукция, то по соглашению о разделе продукции он является собственником только ее части.

Корпоративные договоры предполагают участие в капитале государственного предприятия частного инвестора путем акционирования или создания смешанного

предприятия. При проектном финансировании создается компания специального назначения, приобретающая определенные права собственности или обязательства. Основной идеей использования компании специального назначения является отделение ее активов от имущества инициатора сделки. Проектное финансирование через создание компании специализированного назначения регулируется № 39-ФЗ «О рынке ценных бумаг». По своей сути, корпоративные договоры трансформируют государственные предприятия в акционерные общества, таким образом, изменяя организацию их системы управления с целью повышения ее эффективности в рыночных условиях. При этом сохраняется прямое государственное влияние на управление и имущественные вопросы.

Специальный инвестиционный контракт является формой ГЧП, предполагающей в рамках осуществления совместного проекта переход на наилучшие доступные технологии (НДТ). НДТ представляют собой технологии производства продукции, обладающие наилучшими сочетаниями критериев качества, таких как энергоэффективность и экологичность [22, 40]. Для государства внедрение НДТ является ключевым показателем при отборе проектов, в то время как для инвестора их использование позволяет снизить срок окупаемости проекта и получить ряд преференций от государства. Специальный инвестиционный контракт позволяет решить проблемы перехода на НДТ, такие как [22, 158]:

- балансирование инвестиций и получаемых благ от внедрения технологии,
- определение льгот, предоставляемых государством, для улучшения показателей экономической эффективности проекта и снижения инвестиционных рисков,
- использование отечественного оборудования, включая организацию локализации производства.

Специальные инвестиционные контракты используются государством для стимулирования развития промышленных отраслей путем предоставления инвесторам преференций, льгот и обеспечения стабильных условий ведения бизнеса. В электроэнергетике такими специальными контрактами являются договоры о предоставлении мощности, заключаемые в отношении генерирующих объектов. Выгодой для государства от их реализации является создание объектов промышленной инфраструктуры и развитие наукоемких производств, в то время как для бизнеса снижаются издержки в виде налоговых отчислений и формируются условия для гарантированного извлечения прибыли в течение определенного контрактом срока.

Особую форму ГЧП представляют соглашения, заключаемые в рамках формирования технологических платформ. Если специальные инвестиционные контракты направлены, в первую очередь, на реализацию проектов по модернизации промышленной инфраструктуры, то

соглашения в рамках технологических платформ преследуют цель внедрения новых технологий, что связано с существенными затратами на проведение научных исследований и разработок [26, 69, 133].

Технологические платформы представляют собой организационную форму взаимодействия государства, бизнеса и науки с целью объединения усилий для реализации приоритетных направлений научно-технологического развития отрасли [133, 142, 210]. В рамках разрабатываемой отраслевой программы исследований формируется пул технологий, доводимые в процессе исследований и разработок до формы готовности, в которой их могут освоить отраслевые промышленные предприятия. Таким образом, осуществляется технологическая модернизация отрасли. Модель организации ГЧП на основе технологической платформы представлена на рисунке 5.3.



Рисунок 5.3 – Организация ГЧП на основе технологической платформы

Источник: разработано автором

Государство осуществляет финансовую поддержку исследований и разработок на стадиях научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ. Для этого используются средства федеральной целевой программы (ФЦП) «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса» и Фонда развития промышленности на более поздней стадии инновационного цикла. ФЦП реализует концепцию программного финансирования науки и предполагает грантовое субсидирование проекта на 2-3 года при условии его софинансирования бизнесом [274]. Фонд развития промышленности предоставляет льготные условия софинансирования проекта на основе целевых займов по ставке 1% и 5% годовых сроком до 7 лет [271]. Применение данных механизмов

финансирования стимулирует бизнес к осуществлению взаимодействия с наукой с целью формирования и реализации инновационных проектов для освоения и внедрения новых стратегически значимых для отрасли технологий.

В таблице 5.2 приведены основные технологические платформы, сформированные в энергетической отрасли.

Таблица 5.2 – Основные технологические платформы энергетической отрасли

Наименование ТП	Цели	Основные технологии
Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности	Создание новых высокоэффективных экологически чистых технологий для производства электрической и тепловой энергии	<ul style="list-style-type: none"> <li>- отечественные ГТУ и ПГУ на их основе мощностью до 1000 МВт с КПД до 60%,</li> <li>- угольные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара единичной мощностью 330-660-800 МВт с КПД 44-46%,</li> <li>- ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива единичной мощностью 200-400 МВт с КПД до 50%,</li> <li>- технологии экологически чистого использования твердого топлива с улавливанием и захоронением CO<sub>2</sub>.</li> <li>- высокоэффективные модульные теплофикационные парогазовые установки мощностью 100 и 170 МВт для строительства новых и реконструкции действующих ТЭЦ</li> </ul>
Малая распределенная энергетика	Технологическое развитие малой распределенной генерации	<ul style="list-style-type: none"> <li>- технологии когенерации электрической и тепловой энергии,</li> <li>- технологии эффективного использования энергии в локальных энергосистемах с применением накопителей,</li> <li>- технологии использования местных энергетических ресурсов, в том числе ВИЭ в локальных энергетических системах,</li> <li>- ресурсосберегающие технологии в локальных сетях ресурсоснабжения</li> </ul>
Интеллектуальная энергетическая система России	Снижение риска системных аварий и повышение экономической эффективности генерации за счет интеллектуального управления энергосистемой	<ul style="list-style-type: none"> <li>- измерительные приборы и устройства, включающие умные счетчики и датчики,</li> <li>- накопители электроэнергии различного типа и назначения,</li> <li>- усовершенствованные технологии и компоненты электрической сети</li> </ul>
Замкнутый ядерно-топливный цикл с реакторами на быстрых нейтронах	Разработка технологий нового поколения на базе реакторов на быстрых нейтронах для АЭС	<ul style="list-style-type: none"> <li>- технологии создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования энергии,</li> <li>- технологии создания высокоэффективных автономных энергетических систем</li> </ul>

Источник: разработано автором на основании [150, 156, 224, 273]

С позиции стратегического управления развитием общеэнергетической системы технологические платформы как форма ГЧП играет ключевую роль, позволяя сформировать технологический базис инновационного развития отрасли. Отсюда предлагается рассматривать данную организационную форму как основной механизм реализации предложенной методологии согласованного управления развитием энергосистемы. При этом требуется вписать его в систему управления развитием энергосистемы на территориальном уровне.

### 5.2.2 Формирование механизма согласованного управления развитием энергосистемы на основе технологических платформ

Как отмечалось ранее, практическая реализация предложенной методологии обеспечения энергетической безопасности на основе согласованного многоуровневого управления развитием общеэнергетической системы требует совершенствования механизма управления развитием энергетическим комплексом на территориальном уровне. В его основе должны лежать формы государственно-частного партнерства, в первую очередь, в области инновационно-технологического развития. Предлагается следующая модель механизма согласованного управления развитием энергосистемы, представленная на рисунке 5.4.



Рисунок 5.4 – Механизм согласованного управления развитием общеэнергетической системы на территориальном уровне

Источник: разработано автором



На первом этапе механизм предполагает формирование критериев эффективности энергосистемы с позиции территориальных органов государственного управления и территориальной генерирующей компании. Критерии эффективности энергосистемы территориальной генерирующей компании определяются исходя из стратегии ее развития на средне- и долгосрочную перспективу.

На втором этапе проводится оценка достигаемого уровня энергетической безопасности при совместной реализации данных критериев эффективности. На основе предложенной методологии осуществляется согласование критериев с позиции обеспечения достижения экономически обоснованного уровня энергетической безопасности.

На третьем этапе формируется энергетическая стратегия территориально-административного образования, целью которой является достижение экономически обоснованного уровня энергетической безопасности при составленных прогнозных балансах общеэнергетической системы.

На четвертом этапе разрабатывается программа структурно-технологической модернизации территориального энергетического комплекса, включающая в себя мероприятия по оптимизации производственной структуры энергосистемы, предусмотренные энергетической стратегией территориального образования.

На пятом этапе формулируется пул технологий, входящих в программу модернизации энергетического комплекса территориального образования и программу инновационного развития территориальной генерирующей компании. Для реализации данного технологического вектора на основе проектного подхода формируется технологическая платформа, обеспечивающая реализацию инновационных проектов технологического развития на взаимовыгодных условиях с привлечением бюджетных и внебюджетных финансовых институтов.

Отдельно стоит отметить необходимость формирования программы инновационного развития территориальной генерирующей компании, содержащей комплекс мероприятий, направленных на разработку и внедрение новых технологий [129, 73]. Она должна быть интегрирована в стратегию развития компании и учитывать такие основные целевые показатели как:

- доля затрат на НИОКР в выручке и качество их финансирования как показатели инновационного развития предприятия,
- результативность НИОКР и доля привлеченных средств из ФЦП как показатели эффективности взаимодействия с научными организациями,

- степень участия в программе структурно-технологической модернизации территориального энергетического комплекса как показатель эффективности взаимодействия с территориальными органами государственного управления.

Разработка программы инновационного развития предполагает проведение технологического аудита предприятия, на основе которого формируются мероприятия по повышению конкурентоспособности на период до 10 лет, включающие проведение НИОКР и внедрение новых технологий [25, 41, 84, 272]. Ввиду того, что большинство стратегий развития генерирующих компаний рассчитаны на период до 3-5 лет, в которые невозможно уместить решение вопросов инновационного развития, это потребует пересмотра инструментов стратегического планирования с учетом необходимости формирования стратегии на долгосрочный период.

Отдельным вопросом является организация отбора инновационных проектов с целью формирования пула технологий технологической платформы.

Представим формирование технологической платформы с позиции организации инновационного процесса в виде диаграммы функционального моделирования (рисунок 5.5).

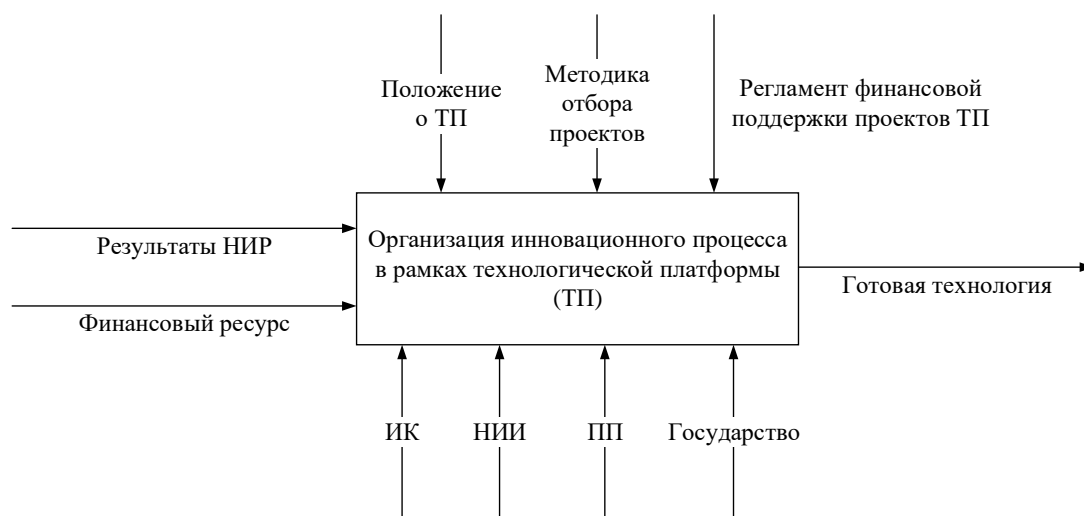


Рисунок 5.5 – Диаграмма формирования технологической платформы с позиции организации инновационного процесса

Источник: разработано автором

Исходными ресурсами (стрелки входа, слева) формирования технологической платформы являются имеющийся научно-технический задел и доступные источники финансирования. Результатом организации инновационного процесса в рамках

технологической платформы (стрелка выхода, справа) является готовая технология, освоенная предприятием. В качестве управления (стрелки управления, сверху) выступают регламентирующие документы, такие как положение о технологической платформе, методика отбора проектов и правила финансовой поддержки проектов технологических платформ. Механизм реализации (стрелка механизма, снизу) представляют научно-исследовательские и проектные институты, а также инжиниринговые компании.

В рамках технологической платформы инновационный процесс проходит несколько этапов, представленных на рисунке 5.6. Можно выделить три основных этапа: прикладные научно-исследовательские работы (ПНИР), опытно-конструкторские работы (ОКР) и промышленное освоение (ПО). Каждому этапу соответствуют различные исходные ресурсы, инструменты управления, механизмы реализации и результат на выходе.

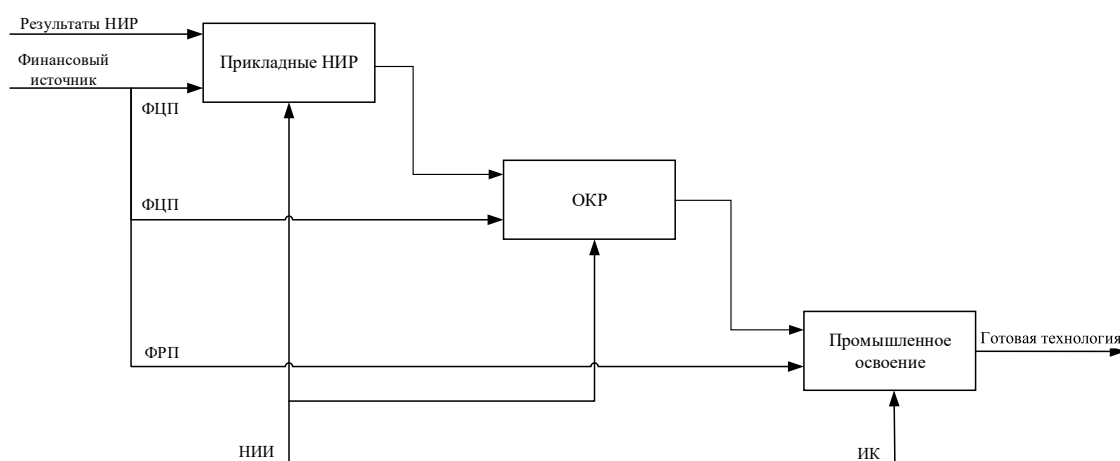


Рисунок 5.6 – Диаграмма организации инновационного процесса в рамках технологической платформы

Источник: разработано автором

В управлении инновационными проектами целесообразно применение программно-целевого метода, предполагающего разработку комплексной научно-технической программы достижения цели формирования технологической платформы [146, 147]. Ввиду того, что реализация инновационных проектов в рамках программы обеспечивается представителями государства, науки и бизнеса, характеризующихся различными функциями, степенью участия и интересами, возникает проблема выбора из альтернативных проектов наиболее соответствующих возможностям и интересам участников и конечной цели программы. Данную задачу призван решать научно-технический совет, применяющий для отбора проектов

экспертные методы, главными недостатками которых являются субъективизм оценок экспертов и ограниченные возможности сравнения проектов по количественным показателям.

Для устранения существующих недостатков отбора инновационных проектов в рамках технологических платформ был разработан алгоритм, основанный на математической теории нечетких множеств, включающий выполнение следующих этапов:

- задание пула инновационных проектов, подлежащих многокритериальному анализу, в виде множества  $X = \{x_1, \dots, x_n\}$ ,
- задание количественных и качественных критериев оценки проектов со стороны науки, государства и бизнеса в виде множества  $G = \{g_1, \dots, g_m\}$ , в том числе включающие технические и финансовые ограничения на выполнение проектов, характеризующиеся неравновесностью ввиду различного вклада участников проекта,
- формирование лингвистических высказываний при экспертном сравнении проектов из множества  $X$  по критериям из множества  $G$  и составление матриц парных сравнений проектов  $A(g_i)$  по каждому критерию  $g_i$ ,
- формирование на основании матриц  $A(g_i)$  функций принадлежности  $\mu_{g_i}(x_j)$ , характеризующих уровень соответствия проекта  $x_j$  критерию  $g_i$ ,

- представление критериев оценки проектов в виде нечетких множеств

$$G_i = \left\{ \frac{\mu_{g_i}(x_1)}{x_1}, \frac{\mu_{g_i}(x_2)}{x_2}, \dots, \frac{\mu_{g_i}(x_m)}{x_m} \right\}, \quad i = \overline{1, m},$$

- определение наилучших проектов на основе получения нечеткого решения  $S$ , находящегося на пересечении частных критериев:

$$S = G_1 \cap G_2 \cap \dots \cap G_n = \left\{ \frac{\min_{i=1, n} \mu_{g_i}(x_1)}{x_1}, \frac{\min_{i=1, n} \mu_{g_i}(x_2)}{x_2}, \dots, \frac{\min_{i=1, n} \mu_{g_i}(x_m)}{x_m} \right\};$$

при неравновесных критериях нечеткое решение  $S$  будет определяться как:

$$S = \left\{ \frac{\min_{i=1, n} (\mu_{g_i}(x_1))^{\alpha_i}}{x_1}, \frac{\min_{i=1, n} (\mu_{g_i}(x_2))^{\alpha_i}}{x_2}, \dots, \frac{\min_{i=1, n} (\mu_{g_i}(x_m))^{\alpha_i}}{x_m} \right\}, \quad \text{где } \alpha_i \text{ - коэффициент}$$

относительной важности критерия  $g_i$ ,  $\alpha_1 + \alpha_2 + \dots + \alpha_n = 1$ ,

- наилучшим проектом признается тот, для которого в соответствии с полученным нечетким решением степень принадлежности будет наибольшей.

Данный алгоритм основан на теории нечетких множеств и принятии решений в нечетких условиях по схеме Беллмана-Заде [110, 142]. При наличии множества альтернатив  $X$  нечеткую цель  $G$  можно соотносить с нечетким множеством с функцией принадлежности:

$$\mu G(x) = \frac{1}{1 + (x - a)^2}, \quad (5.1)$$

где  $a$  - количественное выражение нечеткой цели, к которой должна быть приближена альтернатива  $x$ .

Помимо нечеткой цели также в виде нечеткого множества можно задать нечеткое ограничение  $L$  с функцией принадлежности:

$$\mu L(x) = \frac{1}{1 + e^{-0,1(bx - b^2)}}, \quad (5.2)$$

где  $b$  - количественное выражение нечеткого ограничения, больше которого должна быть альтернатива  $x$ .

Нечеткое решение  $D$  отражает насколько хорошо альтернатива удовлетворяет нечетким целям и ограничениям и определяется как пересечение нечетких множеств  $D = G \cap L$ , что соответствует нахождению минимума из функций принадлежности:

$$\mu D(x) = \min \left( \frac{1}{1 + (x - a)^2}; \frac{1}{1 + e^{-0,1(bx - b^2)}} \right) \quad (5.3)$$

Предполагается, что цель и ограничения конфликтуют между собой и, соответственно, в нечетком множестве решений  $D$  отсутствуют элементы со степенью принадлежности, равной единице. Другими словами, не существует альтернативы, полностью удовлетворяющей цели и ограничению. Графически определение множества решений представлено на рисунке 5.7.

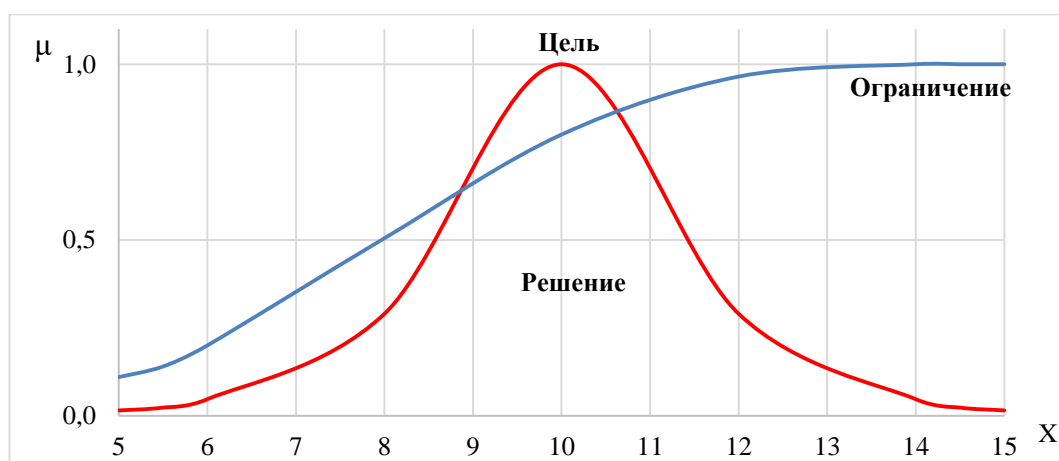


Рисунок 5.7 – Принятие решения в условиях неопределенности

При принятии решений по схеме Беллмана-Заде цели и ограничения являются симметричными относительно решения, что позволяет не рассматривать различия между ними и представлять решение в виде их слияния. В общем случае, при наличии  $k$  целей и  $l$  ограничений решение будет определяться пересечением всех целей и ограничений:

$$D = G_1 \cap G_2 \cap \dots \cap G_k \cap L_1 \cap L_2 \cap \dots \cap L_l \quad (5.4)$$

Составленный алгоритм на основе схемы Беллмана-Заде позволяет получить количественные оценки для качественных критериев эффективности инновационных проектов и осуществить их объективное сопоставление с целью обоснования включения проекта в научно-техническую программу технологической платформы. Сопоставление критериев оценки при их неравновесности осуществляется с помощью шкалы отношений Т. Саати, представленной в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Шкала отношений критериев

Степень важности	Определение	Объяснение
1	Одинаковая значимость	Два действия вносят одинаковый вклад в достижение цели
3	Некоторое преобладание значимости одного действия перед другим (слабая значимость)	Опыт и суждение дают легкое предпочтение одному действию перед другим
5	Существенная или сильная значимость	Опыт и суждение дают сильное предпочтение одному действию перед другим
7	Очень сильная или очевидная значимость	Предпочтение одного действия перед другим явное
9	Абсолютная значимость	Свидетельство в пользу предпочтения одного действия другому в высшей степени предпочтительны
2, 4, 6, 8	Промежуточные значения между соседними значениями шкалы	Ситуация, когда необходимо компромиссное решение

Источник: разработано автором на основании [54, 142, 171]

Показатели достижения цели и ограничения на каждом этапе инновационного процесса разные ввиду различия критериев и долей участия государства, науки и бизнеса. На этапе научно-исследовательских работ основной целью является развитие научно-технического задела и формирование научного потенциала. Здесь основными ограничениями и критериями оценки будут являться объем финансирования, сроки реализации этапа и достигаемые научные показатели. На этапе опытно-конструкторских работ целью является формирование технологического потенциала, выражаемого в достижении показателей и характеристик,

отражающих технологические преимущества разработки. Так же как и на этапе НИР, ограничением выступают объем финансирования и сроки реализации этапа. В свою очередь, на этапе промышленного освоения целью является формирование экономического потенциала в виде получения конкурентных преимуществ от внедрения технологии при снижении издержек инжиниринговых работ, стоимость и сроки реализации которых формируют ограничения.

Как отмечалось ранее, для каждого из участников проекта критерии эффективности и ограничения разные. Так как вклад участников в достижение цели в зависимости от этапа инновационного процесса тоже различный, то и влияние их критериев также отличается. Это необходимо учитывать при проведении взвешивания критериев эффективности проекта на соответствующей стадии инновационного цикла.

Для научно-исследовательской организации критерием является реализация и развитие имеющегося научно-технического задела, и, соответственно, повышение научного потенциала. Для государства такими критериями являются обеспечение технологической независимости и повышение эффективности функционирования отрасли (обеспечение национальной безопасности), другими словами, формирование и реализация технологического потенциала, что требует поддержки производства знаний и их внедрения. Для предприятия, в первую очередь, определяющим является реализация экономического потенциала технологии путем ее промышленного освоения, что способствует повышению конкурентоспособности и обеспечению богатства собственника. Отсюда критерии научной организации и государства предпочтительны на начальных этапах инновационного процесса, а на завершающих – бизнеса. При этом на всех этапах наблюдается связь государства и бизнеса через механизмы регулирования и софинансирования инновационных проектов.

Отмеченные критерии связаны с ограничениями на реализацию инновационных проектов, которые согласно алгоритму также учитываются при отборе проектов. Так ограничением научной организации, в первую очередь, является имеющийся научно-технический задел, государства – объем финансирования проекта, а бизнеса – свободные ресурсы и производственные возможности.

### 5.3 Проведение апробации методологии согласованного многоуровневого управления развитием территориальной общеэнергетической системы и механизма ее реализации

#### 5.3.1 Выбор экономического региона для модельного исследования и апробации методологии

В качестве региона для апробации предложенной методологии был выбран Дальневосточный экономический район. Данный выбор обусловлен большим разнообразием

энергосистем региона, представляющих собой как открытые, так и территориально-изолированные образования, что позволяет более широко рассмотреть вопрос эффективности применения методологии при различной структурной организации территориальной энергетики и рыночных правил ее функционирования. Также значимым аргументом в пользу выбора Дальневосточного экономического района является то, что развитие его экономики является национальным приоритетом XXI века, для реализации которого был сформирован отдельный федеральный орган исполнительной власти – Министерство Российской Федерации по развитию Дальнего Востока (Минвостокразвития России). Так как стабильное развитие экономики невозможно без постоянно развивающейся энергетики, вопрос повышения качества управления развитием энергосистем региона для обеспечения энергобезопасности в средне- и долгосрочной перспективе является первостепенным, требующим на данный момент своего решения. Уже сейчас система управления энергосистемами Дальнего Востока сталкивается с проблемой обеспечения надежного энергоснабжения потребителей, что подтверждают произошедшие в 2017 году масштабные нарушения в работе объединенной энергосистемы Востока, в результате которого без электроэнергии остались потребители Амурской области, Забайкальского, Приморского и Хабаровских краев (более 1,5 миллиона человек).

Дальневосточный экономический район объединяет экономическими отношениями 9 территориально связанных субъектов страны с различными административными центрами (рисунок 5.8). В его состав входят: Республика Саха (центр – Якутск), Приморский (центр – Владивосток), Хабаровский (центр – Хабаровск) и Камчатский края (центр – Петропавловск-Камчатский), Амурская (центр – Благовещенск), Магаданская (центр – Магадан) и Сахалинская области (центр – Южно-Сахалинск), Еврейская автономная область (центр – Биробиджан), Чукотский автономный округ (центр – Анадырь).

Территория Дальневосточного экономического района составляет 36% от территории страны. При этом численность населения всего 6,2 млн человек (4,2% от общей численности населения страны), которое убывает примерно на 0,3% в год [202].

Дальневосточный экономический район является достаточно молодым, поэтому для него характерна низкая степень освоения экономического потенциала. Также невысокие темпы развития его народнохозяйственного комплекса связаны со значительной удаленностью от наиболее развитых экономических районов страны. Вместе с тем, Дальневосточный район расположен в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР) для которого свойственно динамичное развитие.

Отраслевыми специализациями района являются цветная металлургия, добывающая и пищевая промышленность. Основное производство района сконцентрировано в Хабаровском и



Приморском краях, Якутии и Сахалинской области, где производится около 80% валового регионального продукта (таблица 5.4, рисунок 5.9).



Рисунок 5.8 – Территориально-административное устройство Дальневосточного экономического района

Источник: разработано автором на основании [260]

Таблица 5.4 – Экономическая характеристика Дальневосточного района и его субъектов

Регион	Население тыс чел, 2016	Темп роста к 2015, %	Территория, тыс км <sup>2</sup>	ВРП, млрд руб, 2016	Темп роста к 2015, %
Приморский край	1929,0	-0,2	164,7	736,9	2,6
Хабаровский край	1334,5	-0,2	787,6	637,6	7,0
Республика Саха	959,6	0,2	3083,5	868,6	15,8
Амурская область	805,6	-0,5	361,9	287,6	3,8
Сахалинская область	487,2	-0,2	87,1	767,8	-8,3
Камчатский край	316,1	-0,3	464,3	198,1	15,2
Еврейская АО	166,1	-1,3	36,3	46,9	4,5
Магаданская область	146,3	-1,1	462,5	146,9	17,9
Чукотский АО	50,1	-0,7	721,5	66,1	3,4
Дальневосточный экономический район	6194,5	-0,3	6169,4	3756,5	6,8

Источник: разработано автором на основании [29, 202, 243]

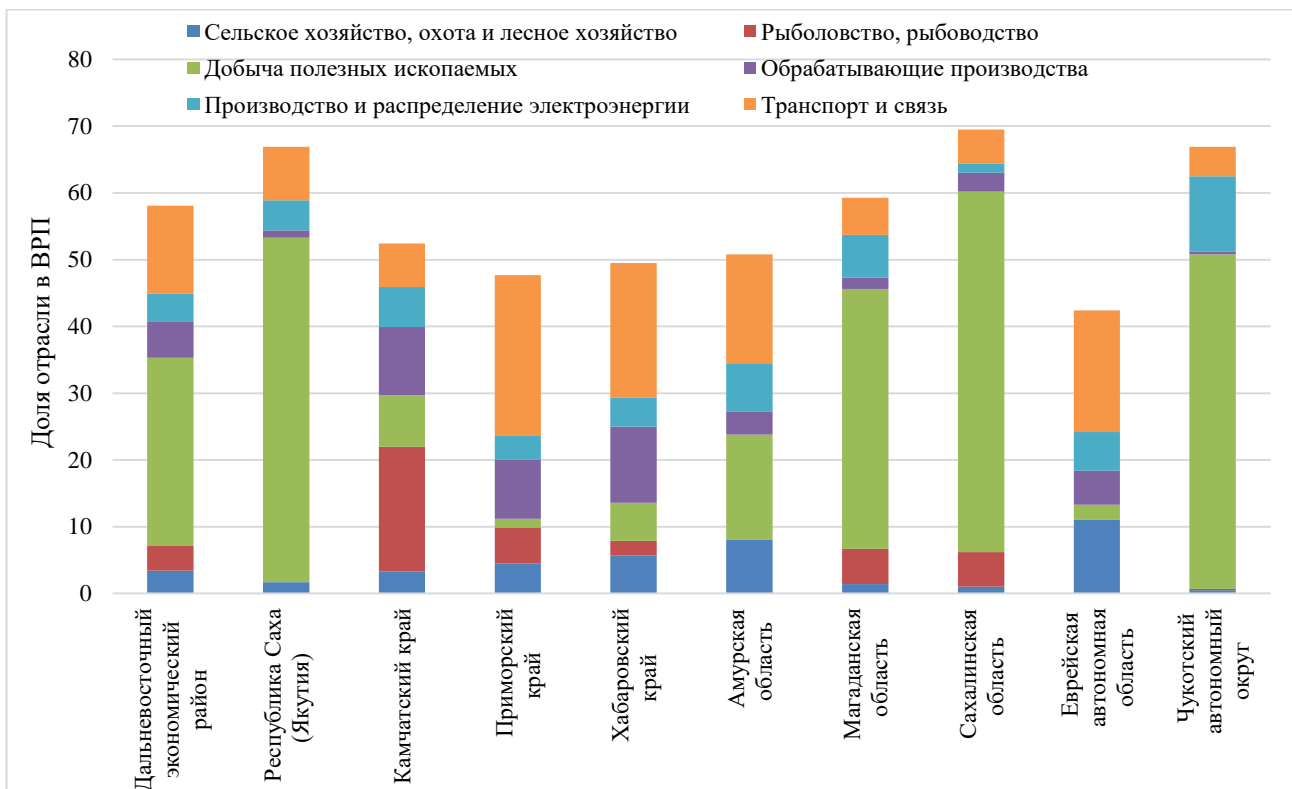


Рисунок 5.9 – Отраслевая структура ВРП Дальневосточного района и его субъектов

Источник: разработано автором на основании [29, 202, 243]

Развитие территориальной структуры промышленности региона определяет добывающая промышленность. В макрорегионе сосредоточено 98% алмазов, 80% олова, 50% золота и 14% вольфрама. Также район богат топливно-энергетическими ресурсами – 10% нефти, 14% природного газа и 11% углей страны. Так как степень разработанности месторождений нефти и газа достаточно низкая (4-6%), Дальний Восток является будущей основной топливной базой страны. Ввиду высокого потенциала развития гидроэнергетики (регион обладает более 41% гидроэнергетических ресурсов страны) он также может поставлять преобразованные энергоресурсы в виде электроэнергии.

В настоящее время в топливном балансе экономического района около 43% занимают энергетические угли, порядка 24% – газ, остальное – мазут. При этом доля природного газа растет, что связано с реализацией крупных энергетических проектов по разработке месторождений нефти и газа (таблица 5.5, рисунок 5.10).

Таблица 5.5 – Крупнейшие энергетические проекты Дальневосточного района

Проект	Местоположение	Объем добычи	Годы освоения	Инвестиции
Талаканское нефтеконденсатное месторождение	Ленский улус, Якутия	4,5-6 млн т	2008 - 2011	4,3 млрд дол.
Нефтепровод «Восточная Сибирь - Тихий океан»	Тайшет (Иркутская область) – Сковородино (Амурская область)	30 млн т	2006 - 2008	11 млрд дол.
Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение	Западная Якутия	27 млрд куб. м	2011 - 2020	4,1 млрд дол.
Сахалин-1 (Чайво, Одопту, Аркутун-Даги)	Шельф Сахалина	12,5 млн т нефти, 10 млрд куб. м газа	1999 - 2015	12,8 млрд дол.
Сахалин-2 (Пильтун-Астохское, Лунское)	Шельф Сахалина	9 млн т нефти, 19 млрд куб. м газа	2003 - 2015	11,5 млрд дол.
Месторождения Западно-Камчатского шельфа (Камчатка-1,2)	Камчатский край, Охотское море	1,8 млн т нефти, 2 млрд куб. м газа	2009-2020	14,3 млрд дол.
Нерюнгринское каменноугольное месторождение	Юг республики Саха (Якутия), 8 км от г. Нерюнгри	1,5-2,5 млн т	2015-2030	2-2,5 млрд дол.
Строительство НПЗ в конечной точке ВСТО	Приморский край (бухта Козьмино)	до 20 млн т нефти в год	2007-2012	6 млрд дол.
Эльгинское месторождение угля	Якутия, 320 км севернее БАМа	30 млн т угля	2008-2013	4-5 млрд дол.
Всего	-	-	-	70-71,5 млрд дол.

Источник: разработано автором на основании [30, 81]

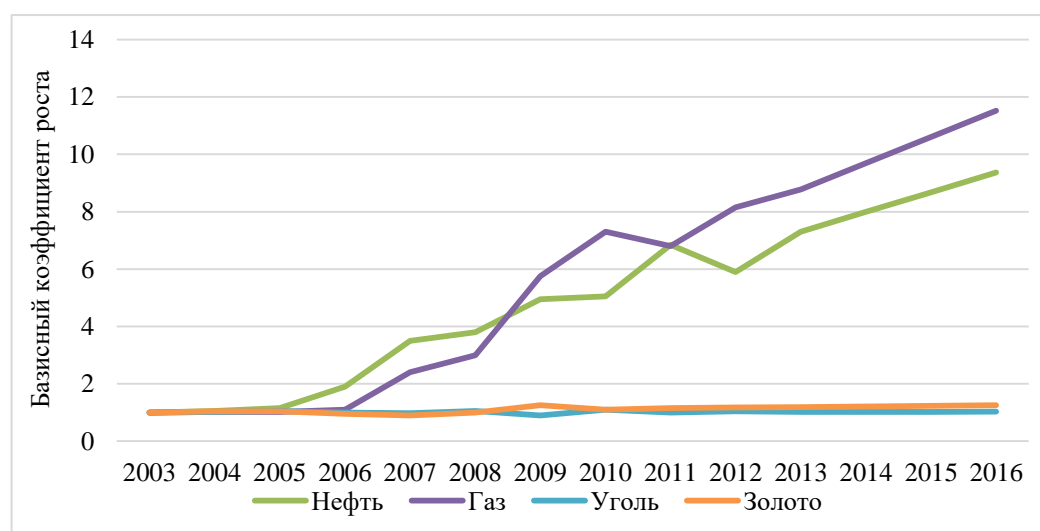


Рисунок 5.10 – Динамика добычи полезных ископаемых в Дальневосточном районе

Источник: разработано автором на основании [30, 81]

Несмотря на снижение численности населения, в экономическом районе прогнозируется рост спроса на электроэнергию, что обусловлено реализацией крупных энергетических проектов (рисунок 5.11)

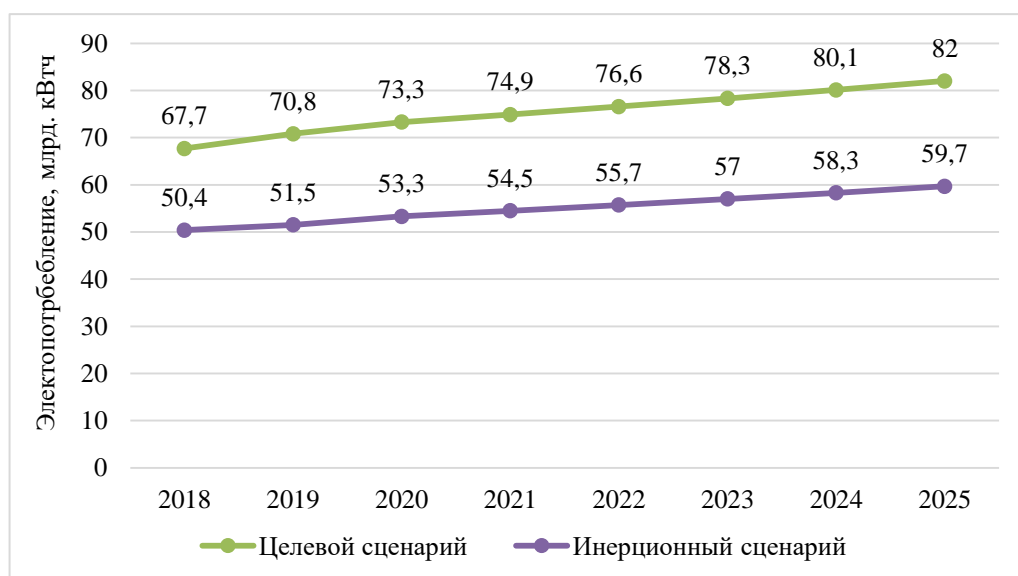


Рисунок 5.11 – Прогноз электропотребления Дальневосточного экономического района

Источник: разработано автором на основании [28, 46]

Развитие добывающей промышленности приводит к очаговому развитию экономики региона [63, 224]. Уже сейчас хозяйство Дальнего Востока представляет собой промышленные районы и узлы различных масштабов, достаточно слабо связанных между собой и разделенных пустыми пространствами.

По уровню экономического развития территорию Дальневосточного района можно разделить на две зоны: Южную и Северную. Южная зона включает Приморский край, южные части Хабаровского края, Амурской и Сахалинской областей и представляет собой наиболее развитую территорию района. Данная зона отличается интенсивным развитием, в основе которого лежит диверсифицированная экономика, сочетающая добывающие, обрабатывающие, пищевые и обслуживающие отрасли. В состав Северной зоны входят северные районы Хабаровского края, Амурской и Сахалинской областей, а также Республика Саха. Для ее экономики характерно очаговое развитие на основе горнодобывающей промышленности.

В Южной зоне в средне- и долгосрочной перспективе прогнозируется усиление развития обрабатывающих отраслей, в первую очередь, в рыбном и топливном промышленных комплексах, а также расширение и уплотнение транспортной инфраструктуры. Развитие

Северной зоны в перспективе связано с использованием ресурсов ее минерально-сырьевой базы [28, 81, 243].

Приморский край будет развиваться как межотраслевой промышленно-транспортный комплекс. При этом для него сохранится сырьевое направление развития экономики, согласно которому он останется основным поставщиком сырья для цветной металлургии и пищевой промышленности. Также есть предпосылки для развития высокотехнологичной перерабатывающей и обрабатывающей промышленности, гражданского судно- и авиастроения.

Хабаровский край будет развиваться по пути структурной перестройки промышленности в направлении создания крупного лесопромышленного машиностроения и развития обслуживающих и торговых отраслей.

В Амурской области будет формироваться крупный электроэнергетический комплекс территориального значения на основе освоения гидроэнергетического потенциала и угольных разрезов, включающий Зейскую ГЭС (1,3 ГВт), Бурейскую ГЭС (2 ГВт), Нижне-Бурейскую ГЭС (0,3 ГВт), Благовещенскую ТЭЦ (0,4 ГВт), Райчихинскую ГРЭС (0,1 ГВт) [43].

В Республике Саха ведущее место будет занимать топливно-энергетический комплекс и цветная металлургия. В топливной промышленности имеется тенденция к росту добычи и переработки нефти и конденсата, а в цветной металлургии одной из наиболее перспективных останется добыча алмазов.

Магаданская область характеризуется уникальной минерально-сырьевой базой и является ведущим по добыче золота регионом страны. Значительные промышленные запасы олова, вольфрама, серебра, меди и других цветных металлов будут определять ведущую роль цветной металлургии в экономике региона. Препятствием для развития региона является транспортная изолированность, на преодоление которого направлена территориальная политика.

Базисом для развития Чукотского автономного округа продолжит оставаться добыча полезных ископаемых, таких как золото, серебро, олово, медь. Сохранит свои позиции как ведущей отрасли добыча золота. При этом получают развитие проекты извлечения углеводородов на шельфах Чукотского и Берингова морей, что предполагает разработку и ввод в эксплуатацию плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) [253].

В Еврейской автономной области будет осуществляться постепенное освоение богатой минерально-сырьевой базы (графита, марганца, олова, золота), а также формирование и развитие горно-обогатительных комбинатов по переработке сырья.

Сахалинская область обладает высоким природно-ресурсным потенциалом. При этом наиболее востребованным экономикой является углеводородное топливо, на разработку

месторождений которого направлено промышленное развитие региона. По мере освоения нефтегазоконденсатных месторождений шельфа Охотского моря будет расти производственный и финансовый потенциал области.

В Камчатской области определяющую роль будет продолжать играть рыбопромышленный комплекс при развитии добывающей промышленности (разработки местных месторождений нефти и газа) ввиду зависимости региона от импорта топлива.

Можно выделить следующие основные проблемы экономического развития Дальневосточного экономического района, определяемые состоянием энергетического комплекса [43, 46]:

- возрастающий моральный и физический износ основных фондов для производства и распределения энергии (в среднем по субъектам 41,6%, при этом в ряде регионов превышает 60%), что отражается на невысоких технико-экономических показателях энергопредприятий и значительных потерях энергии в сетях; требуются существенные инвестиции в модернизацию и техническое перевооружение отрасли;
- значительная доля угля в топливных балансах ряда субъектов экономического района (особенно в Якутии и Приморском крае), что значительно влияет на экологию, производственно-технологическую эффективность отрасли и энергобезопасность; требуется изменение сложившейся структуры топливного баланса в части снижения доли потребления угля и газификации потребителей;
- достаточно низкие показатели эффективности использования энергоресурсов субъектов экономического района в сравнении со средними по стране (несмотря на наличие собственных энергоресурсов, значительные поставки нефти и газа осуществляются из Западной Сибири); требуется разработка местных источников топлива и энергии, потенциал которых находится в начальной стадии освоения;
- очаговое развитие промышленности экономического района, что обусловлено крайне неравномерным размещением топливно-энергетических ресурсов, наиболее крупные из которых сосредоточены в труднодоступных районах; требуется развитие транспортной инфраструктуры;
- высокие тарифы на энергоресурсы (газ, нефть) и услуги инфраструктурных компаний для промышленных предприятий, превышающие соответственно в 2,3 и 1,5 раза средние показатели по стране; требуется развитие газопроводной системы и создание конкурентных условий в отрасли.

### 5.3.2 Исследование общеэнергетической системы региона с позиции обеспечения требований энергетической безопасности

Общеэнергетическая система Дальневосточного экономического района представлена системой топливообеспечения и производственными системами тепло- и электроснабжения.

Система топливообеспечения ориентирована на использование местных видов топлива (в первую очередь, энергетических углей). При этом также осуществляется экспорт природного газа и нефтепродуктов из Западной Сибири. Структура потребления первичных топливно-энергетических ресурсов в сравнении со структурой потребления по стране приведена на рисунке 5.12.

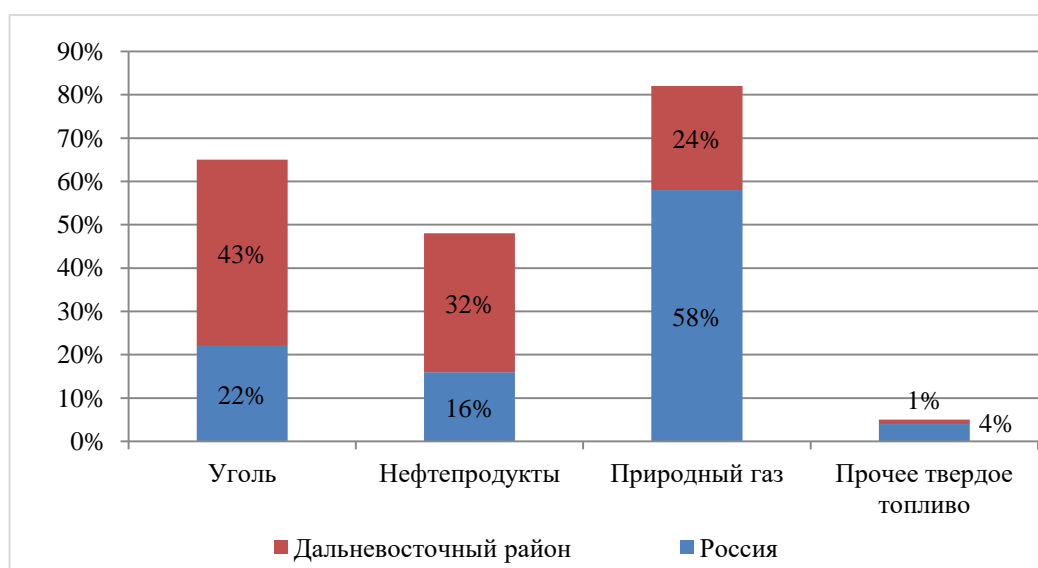


Рисунок 5.12 – Сравнение потребления первичных ТЭР Дальневосточного экономического района со средними по стране

Источник: разработано автором на основании [199, 202]

Как видно, в отличие от структуры потребления топлива по стране, в которой преобладает природный газ, основным энергоресурсом общеэнергетической системы Дальневосточного экономического района являются энергетические угли. При этом в связи с разработкой нефтегазоконденсатных месторождений доля газа в энергобалансе региона значительно возросла за последние десять лет. В перспективе рациональное снижение доли угля и нефтепродуктов в сторону использования природного газа будет способствовать повышению уровня энергобезопасности экономического района и решению экологических проблем ряда промышленных узлов.

При этом, как показывает анализ схемы потоков энергоресурсов (газа, углей) (рисунок 5.13), большая часть добываемого природного газа направляется на экспорт и не ориентирована на топливную диверсификацию экономического района. Это связано с потребностью больших инвестиционных вложений в формирование газотранспортной инфраструктуры района и развитой угольной промышленности, а также высокой стоимостью газа на рынке АТР [30, 81]. По сути, газифицируются преимущественно изолированные энергосистемы района, зависящие от поставок топлива, в границах которых находятся нефтегазоконденсатные месторождения.

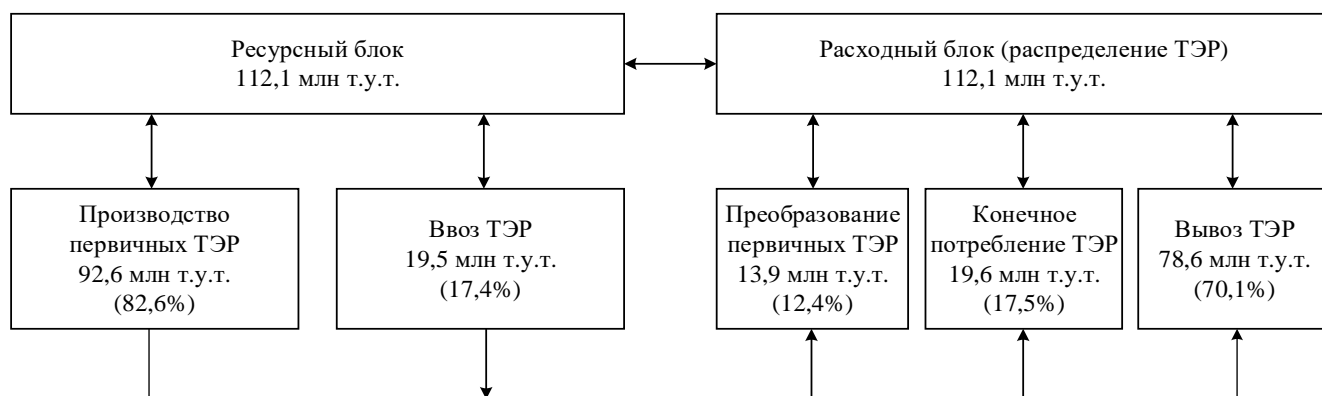


Рисунок 5.13 – Схема потоков энергоресурсов в Дальневосточном экономическом районе

Источник: разработано автором на основании [202, 207]

В целом, из схемы потоков энергоресурсов экономического района видно, что его общеэнергетическая система обеспечивается местным топливом. Более 41% первичных энергоресурсов, расходуемых на собственные нужды, используются для выработки электроэнергии и тепла. При производстве электроэнергии доля угля составляет около 50%, природного газа – 30%, гидроэнергии – 17%. При производстве тепла доля угля составляет 55%, газа – 28%, нефтепродуктов – 16%.

Собственное валовое производство топливных ресурсов в Дальневосточном районе почти в 3 раза превышает их потребление и избыточно по каждому энергоресурсу (таблица 5.6). Однако из-за неравномерного распределения источников топлива по территориальным образованиям экономического района избыточны по углю только Республика Саха, Хабаровский край и Сахалинская область, а по газу – Сахалинская область (производится более 90% газа экономического района). Потребность в природном газе Республики Саха, Камчатского края и Чукотского автономного округа обеспечивается собственной добычей, в то время как Хабаровский и Приморский края полностью обеспечиваются за счет внешних поставок.



Таблица 5.6 – Анализ энергодефицитности топливообеспечения Дальневосточного района

Энергоресурсы Дальневосточного района, 2016	Производство	Потребление	Дефицит (-), избыток (+)
Топливо, всего, млн т у.т.	157,46	33,94	+123,52
- Уголь, млн т.	42,3	19,1	+23,2
- нефтепродукты, млн т.	69	11,72	+57,28
- Природный газ, млрд м <sup>3</sup> .	32,8	6,6	+26,2
Электроэнергия, млрд кВт·ч	52,99	49,09	+3,9

Источник: разработано автором на основании [199, 202]

Распределение и вид доступных энергоресурсов определили размещение и тип объектов электроэнергетики экономического района (рисунок 5.14).

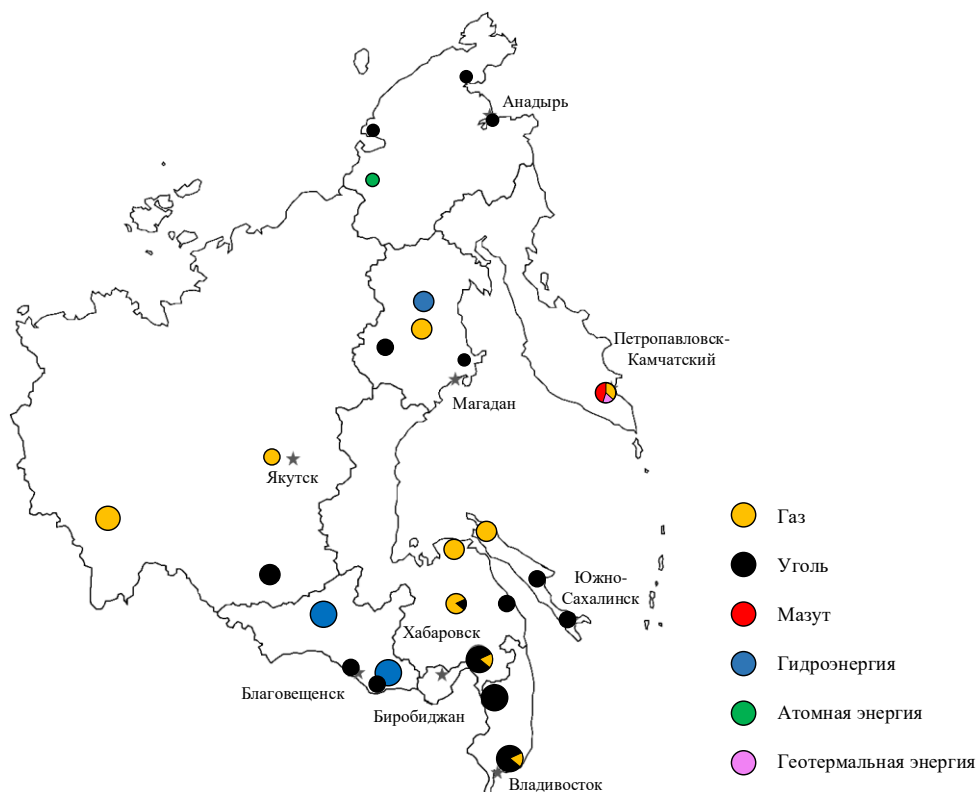


Рисунок 5.14 – Распределение и тип объектов электроэнергетики Дальневосточного района

Источник: разработано автором на основании [45, 46]

По производству электроэнергии избыточны Амурская область и Республика Саха (Юг), излишки которых в основном реализуются в Хабаровском, Приморском краях и Еврейской автономной области. Энергосистемы данных территориальных образований формируют объединенную энергосистему (ОЭС) Востока, работающую параллельно с ОЭС Сибири и

входящую в состав единой энергосистемы (ЕЭС) страны, функционирующей в условиях оптового рынка электроэнергии. Республика Саха (Север), Камчатский край, Сахалинская и Магаданская области, Чукотский автономный округ являются автономными по энергоснабжению (рисунок 5.15).



Рисунок 5.15 – Изолированные и параллельно работающие энергосистемы Дальневосточного экономического района

Источник: разработано автором на основании [45, 46, 252]

Обобщенная схема общеэнергетической системы Дальневосточного экономического района, отражающая взаимосвязи систем топливообеспечения и электроснабжения ее территориальных образований представлена в Приложении Ж. Основные объекты генерации электроэнергии и тепла общеэнергетической системы района приведены в Приложении И.

В целом, можно сделать вывод, что Дальневосточный экономический район является избыточным по топливу и электроэнергии (в рамках параллельно работающих энергосистем). Существующие дефициты в некоторых видах топлива территориальных образований экономического района обеспечиваются, в основном, межрегиональными поставками, что значительно не снижает их уровень энергобезопасности.

Отдельным вопросом для исследования является надежность и энергоэффективность общеэнергетической системы экономического района, также оказывающих существенное влияние на территориальную энергобезопасность.

На рисунке 5.16 приведено распределение территориально-административных образований Дальневосточного района по удельным затратам ТЭР и удельной энергоемкости ВРП.

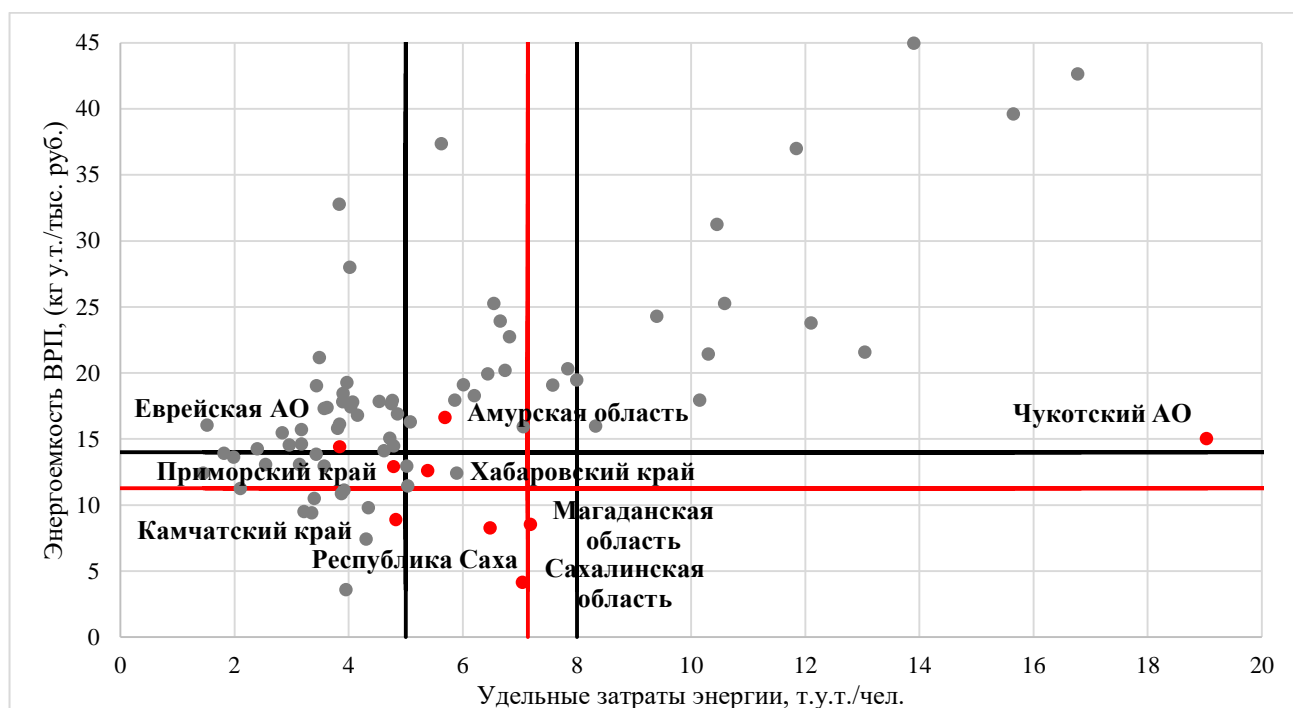


Рисунок 5.16 – Распределение территориальных образований Дальневосточного района по удельным затратам ТЭР и удельной энергоемкости ВРП

Источник: разработано автором

В таблице 5.7 приведены показатели износа и эффективности использования основных производственных фондов, а также энергоемкости общеэнергетической системы района и его территориальных образований в сравнении со средними по стране [252, 254].

Общеэнергетические системы ряда территориальных образований Дальневосточного экономического района, работающих как в параллельном режиме, так и изолированно характеризуются высоким уровнем износа, что приводит к повышенной вероятности аварийных отключений и существенным потерям электроэнергии в сетях. Вместе с тем электроемкость и теплоемкость регионального продукта экономического района в целом ниже, чем средние значения по стране. При этом имеется тенденция к существенному росту данных показателей

по мере освоения местных месторождений нефти и газа. В сырьевых регионах до 80% электропотребления приходится на добычу полезных ископаемых, из них 60-63% – на добычу сырой нефти и попутного газа, природного газа – 8-10%, энергетических углей – 7%.

Таблица 5.7 – Показатели надежности и энергоэффективности производственных фондов энергосистемы Дальневосточного района в сравнении со средними значениями по стране

Энергосистема	Износ, %	Эксплуат. станций, лет	КИУМ	Энергоемкость ВРП, кг.у.т/ тыс. руб	Электроемкость ВРП, кВтч/ тыс. руб	Теплоемкость ВРП, кВтч/ тыс. руб
Россия	40,2	34,0	0,50	17,6	21,3	31,2
Дальневосточный район	41,6	43,0	0,31	12,2	16,8	29,1
Амурская область	30,6	47,5	0,43	20,4	32,1	43,2
Еврейская автономная область	60,6	62,0	0,02	20,3	29,2	0,5
Камчатский край	34,6	25,0	0,30	32,7	10,3	14,5
Магаданская область	37,5	38,0	0,17	15,7	17,5	16,5
Приморский край	33,9	44,0	0,42	16,7	18,3	18,3
Республика Саха (Якутия)	41,0	28,5	0,36	15,0	11,6	17,2
Сахалинская область	44,2	39,0	0,40	7,2	6,2	9,8
Хабаровский край	43,6	51,5	0,41	4,1	15,1	23,4
Чукотский автономный округ	48,5	52,0	0,24	18,2	10,6	17,9

Источник: разработано автором на основании [252, 254]

Коэффициент использования установленной мощности объектов генерации Дальневосточного района значительно ниже, чем средний по стране, что связано с неоптимальной структурой генерирующего оборудования энергосистемы, обусловленной изменением структуры промышленного производства и неблагоприятной демографической ситуацией. В свою очередь, неоптимальная структура производственного оборудования привела к неэкономичным режимам работы энергосистемы. Эффективность полезного использования энергоресурсов энергетическим комплексом района достаточно низкая (рисунок 5.17 и таблица 5.8).

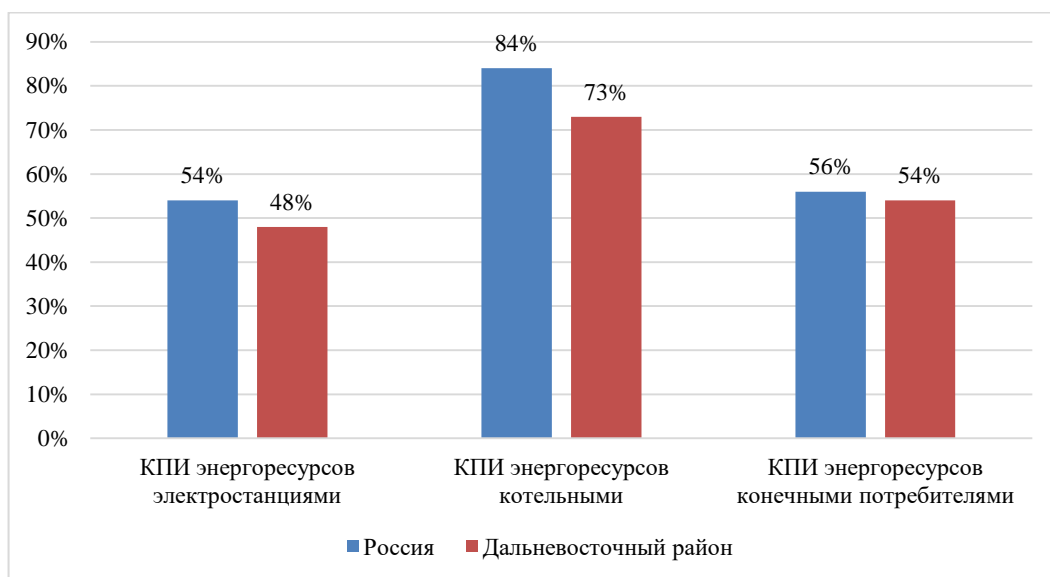


Рисунок 5.17 – Показатели полезного использования энергоресурсов энергосистемой Дальневосточного района в сравнении со средними значениями по стране

Источник: разработано автором на основании [199, 202, 243]

Таблица 5.8 – Удельные расходы топлива и потери в сетях Дальневосточного района

Показатель	Дальневосточный район	Россия
Удельный расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭС, г.у.т./кВтч	392,8	334,3
Удельный расход топлива на выработку тепла на ТЭС, кг.у.т./Гкал	159,3	152
Удельный расход топлива на выработку тепла в котельной, кг.у.т./Гкал	194,9	170
Потери электроэнергии в сетях, %	11,4	10
Потери тепловой энергии в сетях центрального теплоснабжения, %	15,3	7,4

Источник: разработано автором на основании [199, 202, 243]

Низкая энергоэффективность общеэнергетической системы и высокий износ ее основных производственных фондов создают существенную угрозу энергетической безопасности Дальневосточного экономического района. Для ее преодоления необходимо реализовывать инвестиционные программы территориального обновления технологического оборудования и внедрения прогрессивных технологий, требующих привлечения значительных финансовых средств, что возможно обеспечить на основе организации государственно-частного

партнерства при соблюдении интересов, как государства, так и энергетического бизнеса при обосновании направления развития энергосистемы экономического района.

### 5.3.3 Научно-методическое обоснование выбора направления развития общеэнергетической системы региона с позиции критерия согласованного управления

Слабая реализация программ повышения энергоэффективности энергосистем территориально-административных образований экономического района во многом связана с наличием рассогласования управления развитием территориального энергетического комплекса на различных организационных уровнях. Причиной этому является проведенная в 2007 году либерализация экономических отношений в отрасли и возникновение множества локальных субъектов управления энергетикой, представляющих противоречивые интересы государства и бизнеса (рисунок 5.18).



Рисунок 5.18 – Проведенная реформа энергетики Дальнего Востока

Источник: разработано автором на основании [39, 79, 265]

В процессе проведения реформ была сформирована Дальневосточная энергетическая компания (ДЭК), выполняющая функции сбыта электроэнергии (единого закупщика) для обеспечения электроснабжения потребителей ОЭС Востока. В ее управление также были переданы тепловые электростанции объединенной энергосистемы, образовавшие Дальневосточную генерирующую компанию (ДГК), и распределительные сети напряжением 0,4 – 110 кВ, сформировавшие Дальневосточную распределительную сетевую компанию (ДРСК).

Магистральные сети высокого напряжения 110-220 кВ объединенной энергосистемы были переданы Федеральной сетевой компании (ФСК ЕЭС)

В отличие от остальных систем управления объединенными энергосистемами страны, где осуществлялось разделение конкурентных и монопольных видов деятельности, производство энергетической продукции, ее передача по распределительным сетям и сбыт в рамках ОЭС Востока оказались под единым централизованным управлением. Это было обусловлено необходимостью повышения надежности работы энергосистемы в условиях низкой конкуренции между производителями энергии, вызванной технологическими ограничениями функционирования энергосистемы. В то же время проведенное акционирование созданных предприятий способствовало привлечению частных инвестиций в отрасль. В дальнейшем с развитием объединенной энергосистемы Дальневосточного района производство энергетической продукции как потенциально конкурентный вид деятельности будет отделен от передачи энергии.

Продолжение реформы энергетики Дальневосточного экономического района привело к образованию в 2008 году АО «РАО Энергетические системы Востока», являющегося правопреемником РАО «ЕЭС России» в отношении электроэнергетики Дальнего Востока. В его состав вошли активы объединенной энергосистемы в лице АО «ДЭК» (51%) и предприятий изолированных энергосистем (АО «Камчатскэнерго» (98%), АО «Сахалинэнерго» (49%), АО «Якутскэнерго» (46%), АО «Магаданэнерго» (49%)). Таким образом, был сформирован единый центр управления развитием электроэнергетики Дальневосточного района.

В 2011 году АО «РАО ЭС Востока» во многом в связи с убыточностью основных производственных активов вошла в состав ПАО «РусГидро», владеющей большинством гидроэлектростанций страны. С 2017 года происходит интеграция исполнительных аппаратов ПАО «РусГидро» и АО «РАО ЭС Востока» и передача управления дочерними обществами последней в созданный в исполнительном аппарате ПАО «РусГидро» дивизион «Дальний Восток». При этом для привлечения необходимых инвестиций в энергетику Дальневосточного района доля государственного пакета акций ПАО «РусГидро» сократилась с 66,8 до 60,5%.

На сегодняшний день система управления тепловой генерацией, производящей 2/3 электроэнергии Дальневосточного района, представляет собой иерархическую структуру, приведенную на рисунке 5.19. Верхним звеном управления энергетикой экономического района, включая гидро- и тепловую генерацию объединенных и изолированных энергосистем, является ПАО «РусГидро».

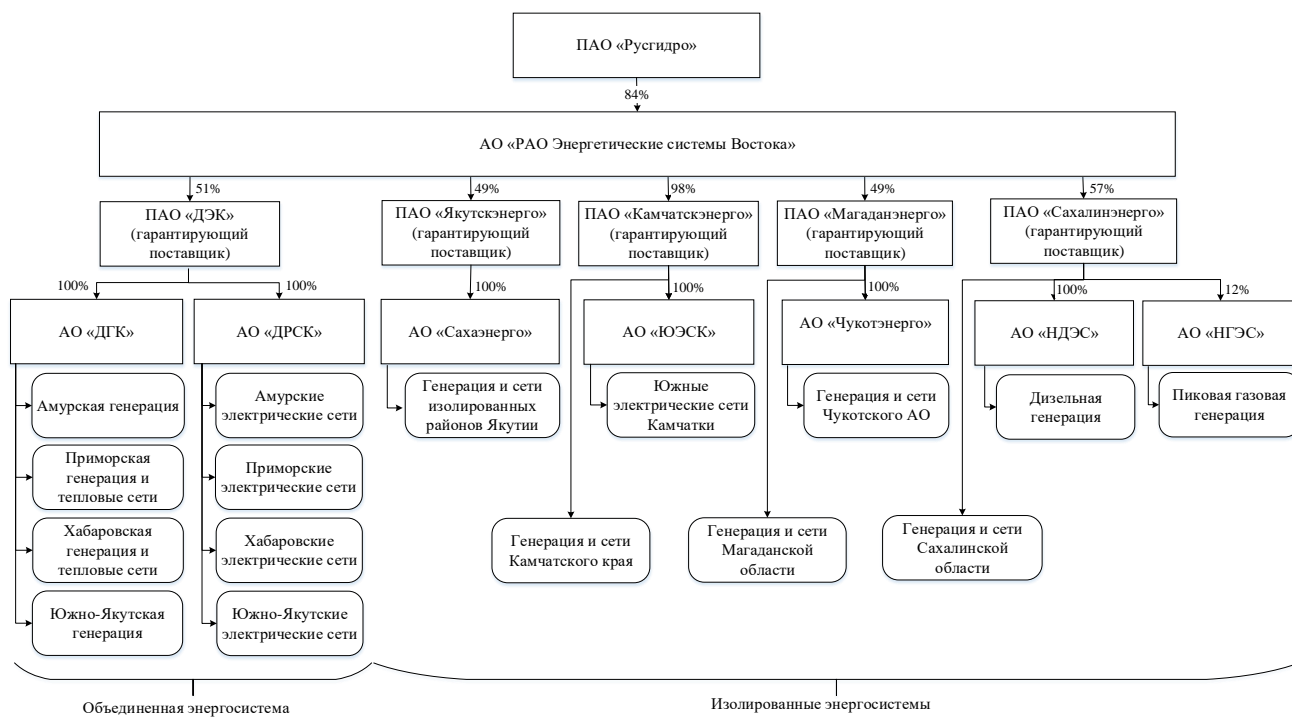


Рисунок 5.19 – Иерархическая структура системы управления энергетическими компаниями тепловой генерации Дальневосточного экономического района

Источник: разработано автором на основании [252, 254]

Объединенная энергосистема Дальневосточного района функционирует в границах второй неценовой зоны оптового рынка электроэнергии согласно модели единого закупщика (рисунок 5.20). В роли единого закупщика выступает АО «ДЭК», реализующая 77% электроэнергии в рамках второй неценовой зоны оптового энергорынка. Электроэнергия для предприятий и населения реализуется по регулируемым договорам. Стоимость электроэнергии для конечных потребителей за исключением населения на территории неценовой зоны устанавливается согласно правилу трансляции цен с оптового рынка на розничный энергорынок. Для населения тарифы на электроэнергию устанавливаются региональными регулирующими органами в рамках предельных уровней, утвержденных ФАС России. Предельный уровень рассчитывается ФАС согласно формулам индексации цен (тарифов). Тариф на передачу электроэнергии на всей территории зоны действия АО «ДРСК» устанавливается согласно котловому принципу и не должен превышать предельного уровня, определяемого методом обеспечения доходности инвестиционного капитала (RAB) [39, 252, 254].





Рисунок 5.20 – Модель рынка электроэнергии объединенной энергосистемы Дальневосточного экономического района

Источник: разработано автором на основании [39, 252, 254]

В границах изолированных энергосистем действуют правила розничного рынка электроэнергии. Цена на электроэнергию устанавливается региональными регулирующими органами в рамках предельных уровней, утверждаемых ФАС в соответствии с методическими указаниями по расчету тарифов на розничном рынке. При этом непосредственно энергопредприятия представляют собой вертикально-интегрированные компании, объединяющие деятельность по производству, распределению и сбыту электроэнергии и тепла.

Производство и реализация тепловой энергии также регулируются региональными органами на основе предельного уровня цен, рассчитываемого методом индексации. Если при производстве тепла индексируются установленные тарифы, то на ее реализацию рост тарифов ограничен индексом изменения размера вносимой потребителями платы за коммунальные услуги по территориально-административным образованиям экономического района. В отличие от рынка электроэнергии, рынок тепла значительно более сильно фрагментирован и действует в рамках множества существующих локальных систем централизованного теплоснабжения. Модель рынка тепла экономического района представлена на рисунке 5.21.



Рисунок 5.21 – Модель рынка тепла территориальных образований Дальневосточного экономического района

Источник: разработано автором на основании [39, 252]

Предприятия, производящие тепловую энергию, представляют собой вертикально-интегрированные компании, объединяющие функции выработки, передачи, распределения и сбыта тепла потребителям, реализуя организационную модель единой тепловой компании в границах территориального образования. Основная доля в структуре полезного отпуска тепловой энергии приходится на население (59%). Уровень оплат за отпущенное тепло к выручке – 95,5%. При этом потери тепловой энергии достаточно высоки и составляют 24% [252, 254].

В таблице 5.9 представлена оценка уровня энергетической безопасности для территориально-административных образований Дальневосточного экономического района.

Нижняя граница цен на электроэнергию обусловлена производственными затратами генерирующих компаний. В рассматриваемых территориальных образованиях они достаточно высоки из-за высоких цен на топливо, что связано с климатическими условиями, недостаточной разработанностью местных месторождений и применяемой моделью ценообразования. Также значительные производственные затраты объясняются высоким уровнем износа генерирующего оборудования, повышающим долю топливных затрат в структуре производственных издержек.

Верхняя граница цен на электроэнергию обусловлена уровнем социально-экономического развития территориального образования, отражающего экономическую доступность энергетической продукции для потребителя. Значительный экономический потенциал Дальневосточного района на данный момент достаточно слабо реализован, что определяет необходимость существенного сдерживания цен на электроэнергию для обеспечения ее доступности для потребителя.

Таблица 5.9 – Результаты анализа уровня энергетической безопасности территориальных образований Дальневосточного экономического района

Территориальное образование	Нижняя граница цен на ЭЭ, руб./кВтч	Верхняя граница цен на ЭЭ, руб./кВтч	Цена на ЭЭ/Уровень ЭБ	Цена на ЭЭ/Обоснованный уровень ЭБ
Амурская область	3,0	3,4	2,2/-	3,2/1,13
Еврейская автономная область	3,2	3,6	2,1/-	3,5/1,05
Камчатский край	5,7	6,2	4,9/-	5,8/1,14
Магаданская область	6,0	6,5	4,0/-	6,5/1,00
Приморский край	2,9	3,2	2,7/-	2,9/1,15
Республика Саха (Якутия)	4,4	5,1	6,2/-	5,1/0,67
Сахалинская область	3,0	3,3	4,2/-	3,3/0,62
Хабаровский край	3,6	3,9	2,9/-	3,6/1,17
Чукотский автономный округ	7,2	7,8	10,8/-	7,8/0,52
Дальневосточный район	4,3	4,8	4,5/0,87	4,8/0,96

Источник: разработано автором

Высокие значения нижних границ цен на электроэнергию при низких верхних границах приводят к достаточно узким коридорам цен, в рамках которых обеспечивается энергетическая безопасность территориальных образований без субсидирования энергопредприятий и потребителей со стороны государства. В свою очередь, сложившиеся цены на электроэнергию для конечных потребителей территориальных образований выходят за границы коридора, что создает угрозу для энергетической безопасности. Для большинства территориальных образований экономического района они искусственно занижены из политических соображений и необходимости обеспечения условий для опережающего развития промышленных зон, что приводит к убыточности генерации. В данном случае требуется

снижение значения нижней границы интервала, что достигается путем оптимизации производственной структуры генерации и правил ее функционирования в рыночных условиях, позволяющей снизить топливные затраты, а также интенсификацией освоения и диверсификации местных источников топлива, способствующей снижению цены топлива. Вместе с тем цены на электроэнергию ряда территориальных образований экономического района выходят за верхнюю границу, обусловленную уровнем социально-экономического развития. Такая ситуация вызвана значительной долей генерации в структуре валового регионального продукта и ее существенного влияния на формирование бюджета территориального образования. В таком случае требуется проведение политики диверсификации производства региона и интенсификации его социально-экономического развития.

Очевидно, что существующая политика по выравниванию цен в территориальных образованиях Дальневосточного района до средних по стране без учета состояния и особенностей функционирования энергосистем территориальных образований, а также их уровня социально-экономического развития, не только не может целенаправленно способствовать повышению уровня энергобезопасности, но в ряде случаев усугубляет существующие угрозы ее нарушения.

Рассмотрим более подробно общеэнергетическую систему Амурской области, представляющую собой один из центральных энергетических узлов экономического района.

Основными энергетическими ресурсами, обеспечивающими энергосистему территориального образования, являются гидроэнергетические ресурсы и энергетические угли. Гидроэнергетические ресурсы используются для выработки электроэнергии на ГЭС и покрывают более 80% графика электропотребления территориального образования. Оставшуюся часть электропотребления обеспечивают тепловые электростанции, функционирующие на угле, которые помимо производства электроэнергии также вырабатывают около 35% необходимой тепловой энергии. В совокупности в энергообеспечении потребителей преобразованной энергией электростанциями доля угля составляет 42%, гидроэнергии – 57%. С учетом выработки тепла в котельных доля угля составляет более 60%.

Согласно Программе создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона, утвержденной Приказом №340 Минэнерго России в 2007 году, планируется постепенная газификация региона на основе формируемой газотранспортной системы. Ожидается, что к 2030 году уровень газификации

Амурской области составит 75-80%. Соответственно потребность источников тепловой и электрической энергии в природном газе составит от 0,75 до 2,25 млн т.у.т. в год.

На рисунке 5.22 представлена карта-схема существующих и намечаемых к сооружению в период до 2030 года объектов системы топливообеспечения Амурской области.

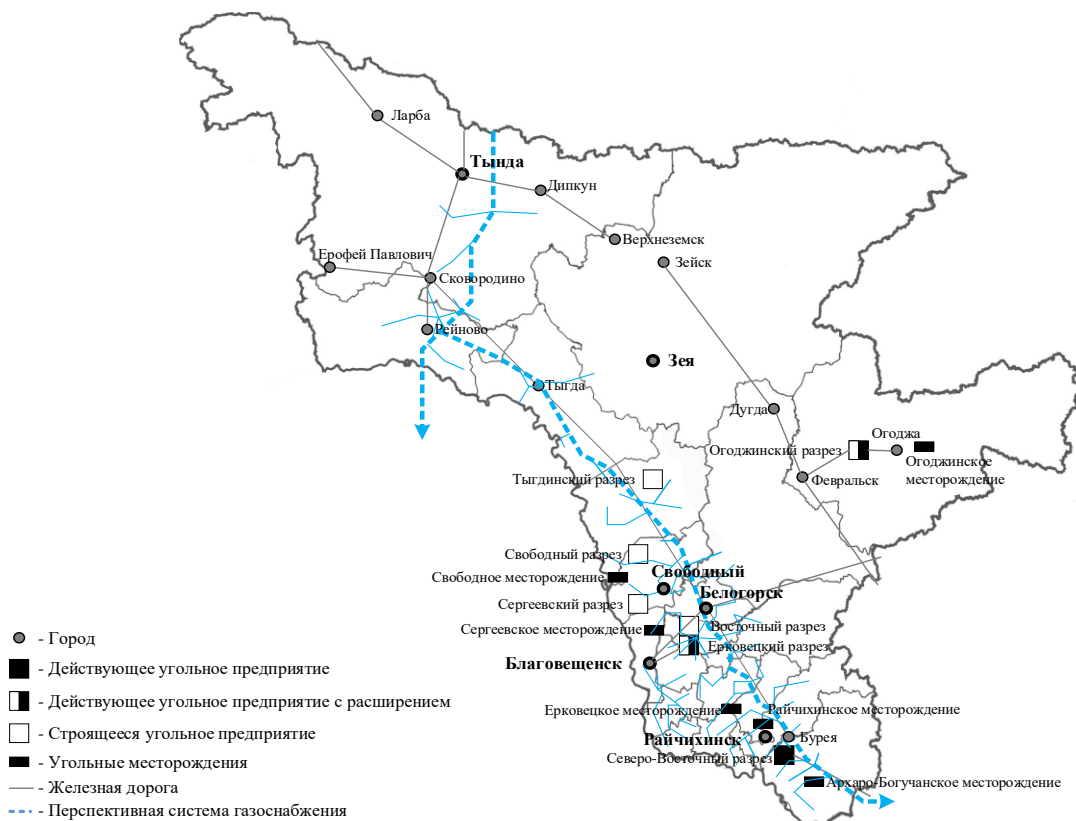


Рисунок 5.22 – Карта-схема существующих и намечаемых к сооружению в период до 2030 года объектов системы топливообеспечения Амурской области

Источник: разработано автором на основании [43]

Система электроснабжения Амурской области на данный момент представлена гидроэлектростанциями (Зейская ГЭС (1,3 ГВт), Бурейская ГЭС (2 ГВт), Нижне-Бурейская ГЭС (0,3 ГВт)) и угольными тепловыми электростанциями (Благовещенская ТЭЦ (0,4 ГВт), Райчихинская ГРЭС (0,1 ГВт)). К 2030 году планируется ввод Граматухинской ГЭС (0,3 ГВт) и Селеджимской ГЭС (0,3 ГВт), угольной Свободненской ГРЭС (1,3 ГВт), а также в связи с развитием системы газоснабжения ПГУ-ТЭЦ (г. Сковородино) (0,3 ГВт) и четырех ГТУ-ТЭЦ (г. Тында, г. Свободный, г. Белогорск) (суммарная мощность 0,3 ГВт) (таблица 5.10).

Таким образом, развитие системы электроснабжения Амурской области предполагает интенсивное развитие тепловой генерации (в том числе, за счет применения нового источника

топлива для региона – природного газа), что приведет к тому, что доля ТЭС в структуре выработки электроэнергии возрастет с 20% до 37%. Несмотря на то, что уголь будет по-прежнему оставаться основным источником топлива для ТЭС, появление межтопливной конкуренции приведет к снижению его доли до 80%.

Таблица 5.10 – Характеристика объектов генерации Амурской области на 2030 год

Объект генерации	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, МВт	Потребление топлива, т.у.т./год	Основной вид топлива
Зейская ГЭС	1330	-	-	-
Бурейская ГЭС	2010	-	-	-
Нижне-Бурейская ГЭС	321	-	-	-
Граматыхинская ГЭС	300	-	-	-
Селемджинская ГЭС	300	-	-	-
Благовещенская ТЭЦ	400	1168	990	энергетические угли
Райчихинская ГРЭС	230	96	250	энергетические угли
Свободненская ГРЭС	1320	465	2300	энергетические угли
ПГУ-ТЭЦ (г. Сковородино)	272	372	440	природный газ
ГТУ-ТЭЦ (г. Тында)	160	397	250	природный газ
ГТУ-ТЭЦ (г. Свободный-1)	50	122	80	природный газ
ГТУ-ТЭЦ (г. Свободный-2)	20	53	63	природный газ
ГТУ-ТЭЦ (г. Белогорск)	40	88	32	природный газ
Всего	6753	2849	4405	-
- ГЭС	4261	-	-	-
- ТЭС на угле	1950	1729	3540	энергетические угли
- ТЭС на газе	542	1032	865	природный газ

Источник: разработано автором на основании [43]

Развитие системы теплоснабжения Амурской области предполагает как повышение эффективности использования существующих тепловых источников, так и ввод в эксплуатацию новых источников на основе современных технологий. В качестве основных источников тепла рассматриваются ТЭЦ и котельные. При этом предпочтительным направлением развития теплоснабжения является теплофикация на основе ТЭЦ малой и средней мощности, функционирующих на твердом и газообразном топливе.

На данный момент основным топливом для системы теплоснабжения являются энергетические угли, доля которых в структуре топливообеспечения превышает 70%. При этом в связи с планируемой газификацией региона роль природного газа существенно возрастет. Привлекательность использования природного газа в обеспечении топливом системы теплоснабжения обусловлена простотой его сжигания, высоким КПД котлов на газе (93%), высокой экологичностью производства. При переводе котельных на газ с сохранением их установленной мощности сокращаются постоянные затраты на производство тепла, а изменение переменных затрат, в первую очередь, определяются соотношением цен на уголь и газ. Отсюда при прогнозируемых к 2030 году ценах на уголь 3000 руб./т.у.т. и газ 5300 руб./т.у.т. для Амурской области, как показывает анализ равноэкономичных цен, будет целесообразно осуществлять перевод котельных малой и средней мощности на газообразное топливо.

Карта-схема перспективной общеэнергетической системы Амурской области на период до 2030 года представлена на рисунке 5.23.

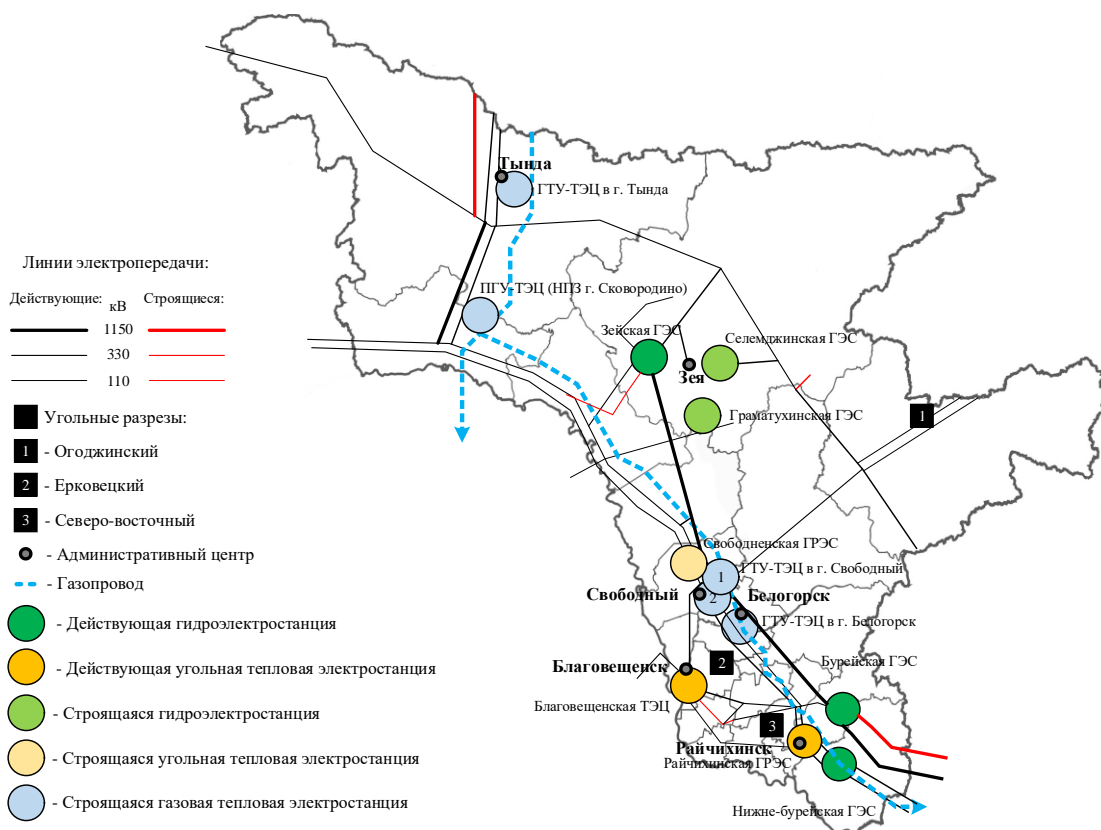


Рисунок 5.23 – Карта-схема перспективной общеэнергетической системы Амурской области на период до 2030 года

Источник: разработано автором на основании [43]

Так как себестоимость производства электроэнергии на ГЭС значительно ниже, чем на ТЭС, то последние обеспечивают ту часть спроса, которая не была удовлетворена гидрогенерацией. Покрывая оставшуюся часть базовой и пиковой нагрузки, ТЭС вступают в ценовую конкуренцию друг с другом, результат которой во многом зависит от стоимости используемого топлива, эффективности производственной структуры и технологий выработки энергетической продукции, а также рыночных правил функционирования и стратегии поведения на энергорынках. При этом решая задачу обеспечения богатства собственника, стратегия развития территориальной тепловой генерации может существенно отличаться от проводимой энергетической политики территориальных органов государственного управления, направленной на сдерживание цен на энергетическую продукцию для потребителей. Соответственно не учет развития межтопливной конкуренции, панируемых изменений моделей ценообразования на энергорынках и различий критериев эффективности производственной структуры тепловой генерации со стороны государства и бизнеса может привести к значительному снижению точности формируемых прогнозов развития территориальных энергосистем. В свою очередь, установленные на основе прогноза индикаторы в энергетической стратегии, программе и схеме развития объектов территориальной общеэнергетической системы оказываются недостижимыми в установленные сроки, что говорит о слабой управляемости территориального энергетического комплекса и создает угрозу энергетической безопасности. На рисунке 5.24 представлена разработанная модель объектов тепловой генерации Амурской области на основе прогноза на период до 2030 года.

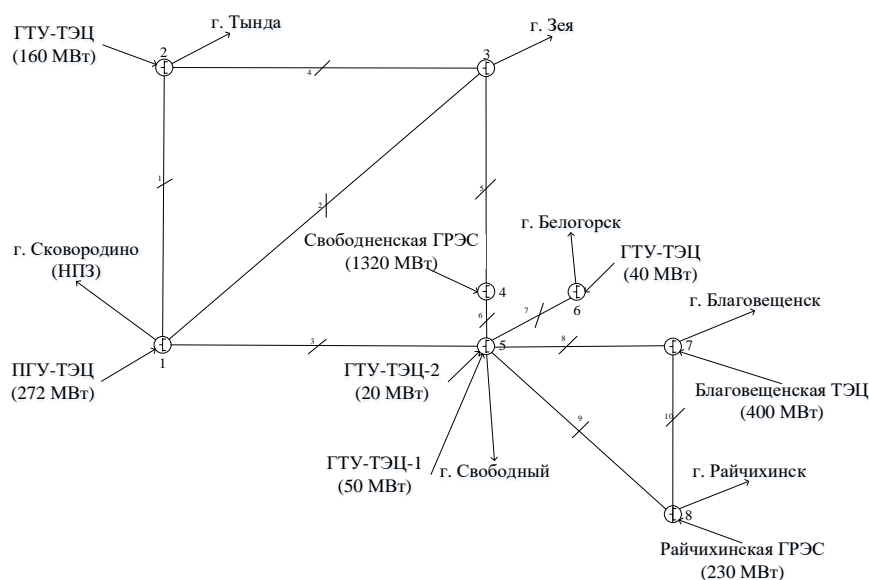


Рисунок 5.24 – Граф связей объектов тепловой генерации Амурской области на 2030 год

Источник: разработано автором



В Таблице 5.11 приведены прогнозные значения показателей функционирования общеэнергетической системы Амурской области согласно разработанной модели.

Таблица 5.11 – Прогнозные значения показателей функционирования общеэнергетической системы Амурской области на 2030 год

Показатели	2030 год
<i>Потребление топлива</i>	
Суммарное потребление топлива тепловыми электростанциями, тыс. т.у.т.:	4400,00
Суммарное потребление газа ТЭС, тыс. т.у.т.	865,00
Суммарное потребление угля ТЭС, тыс. т.у.т.	3535,00
Суммарное потребление топлива котельными, тыс. т.у.т.:	1382,00
Суммарное потребление газа котельными, тыс. т.у.т.	675,00
Суммарное потребление угля котельными, тыс. т.у.т.	617,00
Удельный расход топлива на ТЭС, г у.т./кВт.ч	336,41
Удельный расход топлива в котельных, г у.т./кВт.ч	137,69
Прогнозируемая цена на уголь, руб./т у.т.	3000,00
Прогнозируемая цена на газ, руб./т у.т.	5300,00
Средневзвешенная стоимость топлива, руб./т у.т.	3622,27
<i>Производство электроэнергии</i>	
Выработка электроэнергии, млн кВт.ч	29800,00
Затраты на генерацию электроэнергии, руб./кВт.ч, в том числе:	2,87
Топливная составляющая, руб./кВт.ч	1,66
<i>Производство тепла</i>	
Выработка тепловой энергии на ТЭС, тыс. Гкал	6429,67
Выработка тепловой энергии в котельных, тыс. Гкал	8630,33
Затраты на генерацию тепла в котельных, руб./Гкал	1220,27
<i>Потребление энергетической продукции</i>	
Тариф на генерацию электроэнергии, руб./кВт.ч	4,80
Тариф на генерацию тепла, руб./Гкал	2770,00

Источник: разработано автором на основании [43]

Данный прогноз производственной структуры тепловой генерации справедлив при выполнении следующих условий развития общеэнергетической системы Амурской области:

- проведение газификации региона и установление цен на энергетические угли и природный газ в соотношении 1:1,7,
- сохранение централизованной модели ценообразования на рынках электроэнергии и тепла с учетом формирования необходимой валовой выручки энергопредприятиями,
- уплотнение графиков нагрузки за счет интенсивного развития производств с глубокой переработкой углеводородного сырья,

- реализация включенных в стратегические планы регионального развития инвестиционных проектов в топливно-энергетическом комплексе и стабилизация численности населения на текущем уровне.

Согласно прогнозу газификация региона и возникновение межтопливной конкуренции приведет к изменению производственной структуры общеэнергетической системы. В состав производственных мощностей войдут когенерационные установки, функционирующие на газе, которые обеспечат большую часть потребности в энергетической продукции в городах, расположенных вдоль основной газовой магистрали. Также, исходя из экономических и экологических предпосылок, значительная часть котельных будет переведена на газ. В то же время развитие угледобывающих предприятий позволит сформировать условия для дальнейшего наращивания производственных мощностей угольных электростанций. В целом доля газа в топливообеспечении тепловых электростанций составит 20% при доле электрогенерирующих установок, работающих на природном газе – 22%.

Развитие энергетических связей в регионе формирует предпосылки к постепенному переходу от централизованной к маргинальной модели ценообразования в узлах поставки электроэнергии. В данном случае цена на электроэнергию в узлах поставки будет формироваться по замыкающему ценовому предложению. В этих условиях для извлечения необходимой прибыли энергопредприятия будут стремиться к обеспечению баланса между дешевыми и дорогими производственными мощностями и оптимальному распределению выработанной электроэнергии с позиции извлекаемого дохода между узлами поставки.

На рисунке 5.25 представлен расширенный граф связи, отражающий альтернативные варианты обеспечения электроэнергией потребителей тепловой генерацией.

Свободная маргинальная модель ценообразования дает энергопредприятиям гораздо больше стимулов и возможностей для активного участия в управлении производственной структурой территориальной энергосистемы, чем централизованная. В данном случае для обеспечения дорогих замыкающих предложений генерирующие компании будут заинтересованы в расширении части угольной генерации даже в условиях наличия более дешевых решений организации производства на природном газе. Тогда для повышения достоверности прогноза в части альтернативы ввода ряда генерирующих мощностей на газе необходимо также рассматривать возможный процесс наращивания мощностей угольной генерации, соответствующий интересам энергопредприятий. Такой альтернативой может являться строительство угольной электростанции в Зейском районе при условии развития добычи угля на Огоджинском разрезе и сохранении субсидирования железнодорожных перевозок. Таким образом, изменение модели ценообразования на энергорынках и реализация

интересов энергопредприятий может существенно отразиться на прогнозной производственной структуре общеэнергетической системы.

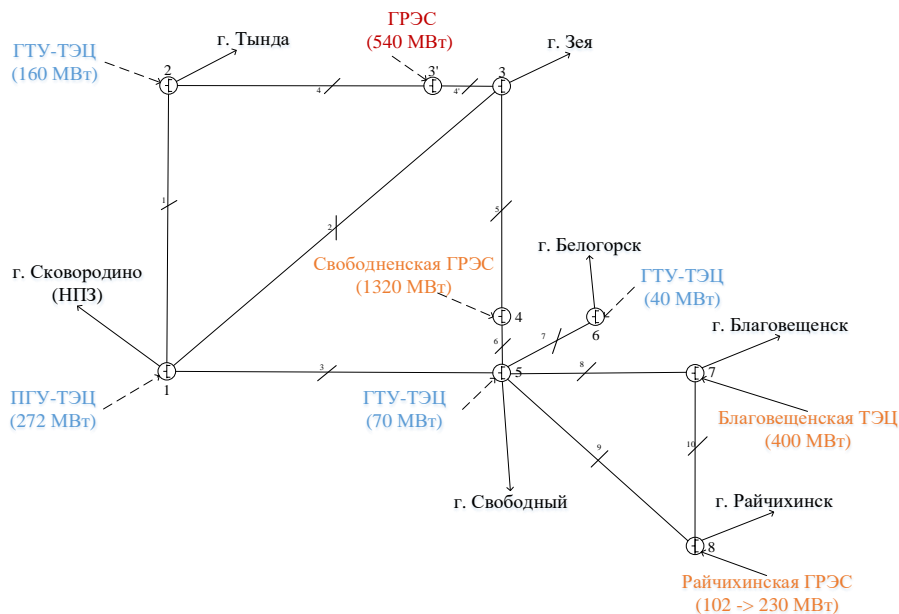


Рисунок 5.25 – Граф связей объектов тепловой генерации общеэнергетической системы Амурской области на 2030 год с учетом возможных вариантов ее развития

Источник: разработано автором

В таблице 5.12 приведены результаты модельных исследований изменения производственной структуры общеэнергетической системы при сценариях, отражающих различные варианты ценообразования на энергетическую продукцию и влияния на него стратегий поведения энергопредприятий и территориальных органов государственного управления.

Таблица 5.12 – Прогнозная производственная структура объектов тепловой генерации территориального образования при различных сценарных условиях развития

Территориальная принадлежность	Генерация на природном газе, МВт		Генерация на энергетических углях, МВт	
	ПГУ-ТЭЦ	ГТУ-ТЭЦ	ГРЭС	ПТУ-ТЭЦ
1. Соотношение цен на уголь и газ ниже уровня равной экономичности + централизованная модель ценообразования на энергорынках				
Сковородинский район	-	-	-	-
Тындинский район	-	-	-	-
Зейский район	-	-	540	-
Свободнинский район	-	-	1320	-

Продолжение таблицы 5.12

Белогорский район	-	-	-	-
Благовещенский район	-	-	-	400
Райчихинск	-	-	230	-
2. Соотношение цен на уголь и газ соответствуют уровню равной экономичности + централизованная модель ценообразования на энергорынках				
Сковородинский район	270	-	-	-
Тындинский район	-	160	-	-
Зейский район	-	-	-	-
Свободнинский район	-	70	1320	-
Белогорский район	-	40	-	-
Благовещенский район	-	-	-	400
Райчихинск	-	-	230	-
3. Соотношение цен на уголь и газ соответствуют уровню равной экономичности + маржинальная модель ценообразования на энергорынках				
Сковородинский район	270	-	-	-
Тындинский район	-	-	-	-
Зейский район	-	-	270	-
Свободнинский район	-	-	1320	-
Белогорский район	-	-	-	-
Благовещенский район	-	-	-	400
Райчихинск	-	-	230	-
4. Соотношение цен на уголь и газ соответствуют уровню равной экономичности + маржинальная модель ценообразования на энергорынках при обеспечении баланса интересов				
Сковородинский район	270	-	-	-
Тындинский район	-	110	-	-
Зейский район	-	-	160	-
Свободнинский район	-	-	1320	-
Белогорский район	-	-	-	-
Благовещенский район	-	-	-	400
Райчихинск	-	-	230	-

Источник: разработано автором

#### 5.3.4 Совершенствование энергетической стратегии региона и формирование механизма ее реализации

Энергетические стратегии территориальных образований Дальневосточного экономического района тесно связаны с реализацией федеральных целевых программ и законодательных актов, направленных на интенсификацию социально-экономического развития Дальнего Востока, которой уделяется повышенное внимание со стороны государства.

Среди данных программ и актов следует особенно выделить [39, 260]:

- программа формирования территорий опережающего развития,
- программа формирования свободных портов в регионе,
- программа региональных инвестиционных проектов,
- программа инфраструктурной поддержки проектов,

- специальные инвестиционные контракты,
- Фонд развития Дальнего Востока и Байкальского региона,
- программа «Дальневосточный гектар»,
- закон о снижении тарифов на электроэнергию до среднего по стране уровня.

Территории опережающего развития (ТОР) представляют собой зоны свободного экономического развития, предполагающих размещение на подготовленных площадках новых производственных предприятий [103, 106]. ТОР являются механизмом поддержки частных инвесторов при реализации проектов в таких секторах экономики, как сельское хозяйство и рыболовство, транспорт и промышленное производство, добыча полезных ископаемых и туризм. Для вновь созданных предприятий обеспечиваются упрощенные административные процедуры и налоговый режим с длительными налоговыми каникулами (5-10 лет после выхода инвестиционного проекта на прибыль (за исключением добывающих предприятий)). На данный момент функционируют 18 ТОР, 8 из которых специализируются на промышленном производстве и переработке (в том числе, пищевой продукции), 6 ориентированы на добычу полезных ископаемых, 3 представляют аграрно-промышленный комплекс, 1 – туристической направленности.

Программа «Свободный порт Владивосток» (СПВ) охватывает территории Приморского, Хабаровского и Камчатского краев, Сахалинской области и Чукотского автономного округа в пяти портовых зонах (Владивосток, Корсаков, Ванино, Петропавловск-Камчатский, Певек), в рамках которых действуют особые режимы таможенного, налогового и инвестиционного регулирования для вновь образованных предприятий. Основной отраслевой специализацией СПВ является транспортно-логистический комплекс.

Программа региональных инвестиционных проектов (РИП) применяется в отношении инвесторов, реализующих проекты по производству продукции в границах Дальневосточного экономического района, в рамках которых создаются или модернизируются существующие объекты транспортной, инженерной и энергетической инфраструктуры. Инвесторам предоставляются налоговые льготы и пониженный коэффициент НДС для горнорудной деятельности.

Программа инфраструктурной поддержки проектов предполагает предоставление инвесторам за счет субсидий из федерального бюджета компенсации части затрат на создание или реконструкцию объектов инфраструктуры, а также технологическое присоединение к электрическим и газораспределительным сетям с целью реализации инвестиционных проектов.

Специальные инвестиционные контракты применяются в отношении крупных инвесторов регионального или федерального значения, реализующих проекты создания или

модернизации промышленного производства и внедрения новых технологий. Инвесторам предоставляются налоговые льготы и гарантии неповышения совокупной налоговой нагрузки.

Фонд развития Дальнего Востока и Байкальского региона (ФРДВ) сформирован для оказания поддержки региональным органам исполнительной власти в реализации государственно-частных проектов, направленных на ускоренное развитие Дальневосточного экономического района.

Программа «Дальневосточный гектар» предполагает предоставление гражданам страны земельных участков под жилое строительство, фермерское хозяйство или предпринимательскую деятельность, находящихся в государственной и муниципальной собственности, расположенных на территории Дальневосточного района и удаленных от населенных пунктов не менее чем на 10 км. Целью программы является привлечение ресурсов населения к освоению территорий района. На данный момент 55% заявителей оформили участки под домохозяйства, 16% – сельскохозяйственную деятельность, 8% - туризм. При этом основной проблемой освоения территории является отсутствие необходимой энергетической инфраструктуры и коммуникаций.

Закон о снижении тарифов на электроэнергию в Дальневосточном районе, вступивший в силу в 2017 году, предполагает, что средний тариф не будет превышать среднероссийский уровень (4 руб./кВтч). В результате понижение тарифов коснулись Чукотского автономного округа (-69%), Республики Саха (-48%), Магаданской области (-34%), Камчатского края (-33%), Сахалинской области (-31%). Таким образом, обеспечивается для предприятий района экономия от использования преобразованных энергетических ресурсов. Вместе с тем, в условиях наложенных ограничений на рост тарифов, для системы управления энергетическим комплексом значительно усложняется задача обеспечения энергетической безопасности района, которую усугубляет текущая убыточность местных предприятий тепловой энергетики.

Вышеперечисленные программы координирует сформированная система государственного управления развитием Дальнего Востока, включающая Минвостокразвития России (общее управление реализацией целевых программ), Агентство Дальнего Востока по привлечению инвестиций и поддержке экспорта (привлечение резидентов в ТОР и СПВ), АО «Корпорация развития Дальнего Востока» (управление развитием ТОР и СПВ), Агентство по развитию человеческого капитала на Дальнем Востоке (реализация программы «Дальневосточный гектар»).

Как отмечалось ранее, реализация программ территориального развития Дальневосточного экономического района требует опережающего развития территориальных общеэнергетических систем. В энергетических стратегиях территориально-административных

образований должны учитываться как масштабы развития территорий (прогноз роста объема энергопотребления), так и их отраслевая специализация, определяющая вид графиков нагрузки, и, соответственно, эффективность структуры генерирующих мощностей энергосистемы.

На рисунке 5.26 представлена территориальная структура зон особого экономического развития, сформированных в рамках реализации приведенных выше программ, и их отраслевая специализация, оказывающая существенное влияние на объемы энергопотребления и графики нагрузки энергосистем.

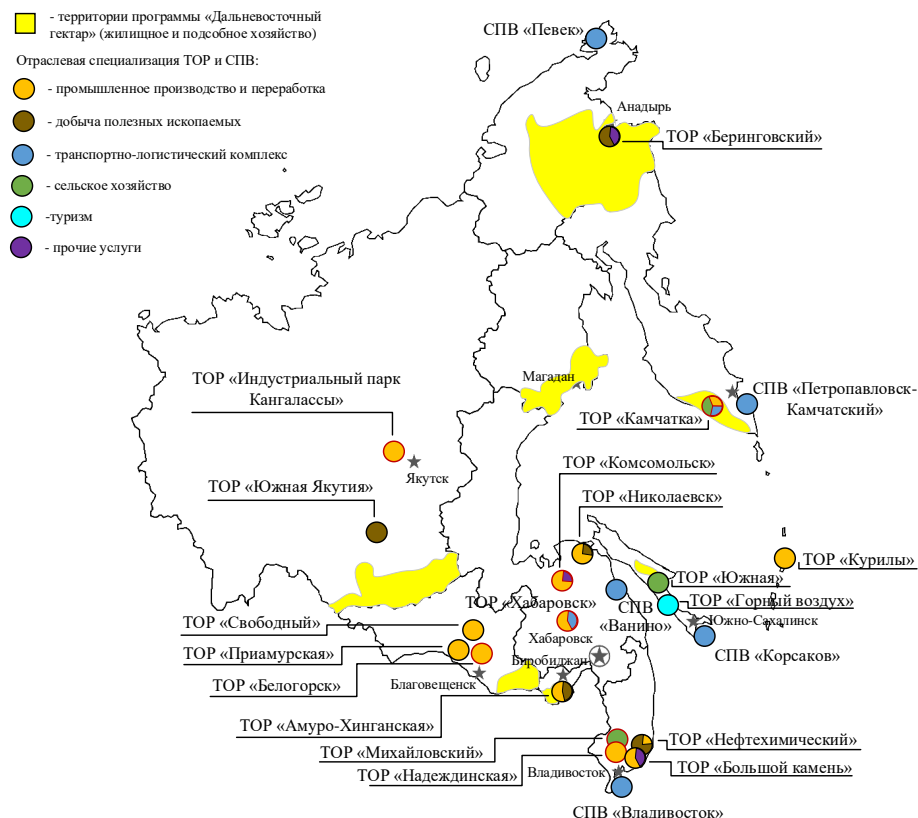


Рисунок 5.26 – Структура и отраслевая специализация территорий особого экономического развития Дальневосточного района

Источник: разработано автором на основании [30, 39, 103, 106, 260]

На сегодняшний день собственными генерирующими мощностями обладают не более 38% территорий опережающего развития, которых в большинстве случаев недостаточно (таблица 5.13).

Таблица 5.13 – Генерирующие мощности территорий опережающего развития

Территория опережающего развития	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/час
ТОР «Индустриальный парк Кангалассы» (Республика Саха)	1	7
ТОР «Белогорск» (Амурская область)	-	3
ТОР «Хабаровск» (Хабаровский край)	35,8	14
ТОР «Комсомольск» (Хабаровский край)	21	20
ТОР «Михайловский» (Приморский край)	11,3	-
ТОР «Надеждинская» (Приморский край)	66,4	-
ТОР «Камчатка» (Камчатский край)	69	106

Источник: разработано автором на основании [260]

Реализация программ экономического развития требует соответствующего целенаправленного развития территориальных общеэнергетических систем Дальневосточного района, определяемого энергетическими стратегиями, входящими в него территориально-административных образований. Данные стратегии являются детализацией раздела регионального развития энергетического комплекса энергетической стратегии страны.

Согласно целевой модели развития энергетики Дальневосточного экономического района, представленной в Энергетической стратегии, к 2035 году Дальневосточный район будет энергоизбыточным, полностью обеспечивающим собственные потребности в энергетических ресурсах и продукции, в том числе в удаленных районах за счет использования местного топлива, и экспортирующим основные виды топлива и продукты их переработки в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Данное состояние будет достигнуто за счет целенаправленного развития добывающей и перерабатывающей промышленности, транспортно-логистического комплекса Дальневосточного района и повышения энергоэффективности его экономики. Особую роль здесь играет продолжение освоения нефтегазовых месторождений Сахалинской области и залежей нефти на территории Республики Саха с утилизацией попутного нефтяного газа, а также создание Якутского газового центра и развитие газотранспортной системы от газоконденсатных месторождений Якутии до Владивостока. Рост объемов добычи угля обеспечат существующие и планируемые к освоению разрезы, расположенные на территории Республики Саха и Амурской области. К 2035 году производство первичной энергии в Дальневосточном экономическом районе возрастет в 2,6 раза по сравнению с уровнем 2010 года, а потребление – в 1,5 раза, что приведет к увеличению самообеспеченности региона энергоресурсами в 1,7 раз.

Ускоренными темпами будет развиваться электроэнергетика за счет угольных тепловых электростанций и гидроэлектростанций (предполагается создание энергопромышленных



комплексов). В городах развитие энергоснабжения будет осуществляться на основе ТЭЦ, работающих на газе, что помимо повышения экологичности и эффективности производства также будет способствовать оптимизации топливных балансов территориальных образований экономического района. При этом ряд изолированных энергорайонов (центральный район Якутии, Магаданская область) войдут в состав объединенной энергосистемы ОЭС Востока. Масштабное развитие электрических сетей, направленных на объединение ОЭС Сибири и ОЭС Востока, приведет к расширению второй ценовой зоны оптового рынка электроэнергии и постепенному переходу от регулируемого к свободному ценообразованию на электроэнергию на территории объединенной энергосистемы Дальневосточного района и развитию розничных рынков электроэнергии. Этому также будет способствовать местное электросетевое строительство, направленное на повышение эффективности использования существующих генерирующих мощностей. Во многом интенсивность данного процесса определяют территории опережающего развития, относительно высокие темпы роста которых будут являться драйвером для трансформации энергетического комплекса с целью обеспечения потребностей в энергии новых добывающих и перерабатывающих мощностей и формирования энергетических кластеров в нефтегазовой сфере, нефтегазохимии и угольной промышленности.

Развитие гидроэнергетики с увеличением в энергопотреблении доли местных энергоресурсов (в первую очередь, природного газа), стоимость которых ниже импортируемого топлива, будет способствовать снижению цен на топливо и электроэнергию для потребителей Дальневосточного экономического района. Также существенное влияние на снижение цен окажут размещение и развитие энергоемких производств, обеспечивающих загрузку генерирующих мощностей общеэнергетических систем территориальных образований, и проводимая политика снижения тарифов на электроэнергию до среднероссийского уровня. Снижение цен на тепло будет обеспечиваться путем формирования и повсеместного распространения эффективной модели рынка тепла на основе создания единых теплоснабжающих организаций, а также повышением доли комбинированных источников энергии, в том числе за счет газотурбинных надстроек существующих отопительных котельных.

Для управления реализацией мероприятиями государственной энергетической политики, предусмотренных Энергетической стратегией, сформированы направления, по которым проведена их группировка (таблица 5.14).

Таблица 5.14 – Группировка мероприятий реализации Энергетической стратегии

Направление	Перечень мероприятий
Недропользование и управление государственным фондом недр	- повышение активности геологического освоения новых территорий, - стимулирование привлечения частных инвестиций в геологоразведочные работы и недропользование, - стимулирование полного извлечения углеводородного сырья из недр
Налоговая и таможенная политика в энергетике	- формирование стабильной и сбалансированной системы налогообложения ТЭК, - формирование сбалансированной линейки пошлин и акцизов
Развитие внутренних энергетических рынков	- повышение эффективности регулирования энергетических рынков, - формирование эффективной модели отраслевых оптовых и розничных энергетических рынков, - переход к долгосрочному тарифообразованию в сфере естественных монополий с учетом интересов производителей и потребителей
Формирование рационального ТЭБ	- диверсификация топливно-энергетического баланса, - стимулирование производства, экспорта и внутреннего потребления энергоносителей с высокой добавленной стоимостью, - развитие технологического энергосбережения
Региональная энергетическая политика	- совершенствование взаимодействия федеральных и региональных властей в энергетической сфере, - государственная поддержка развития региональной и межрегиональной энергетической инфраструктуры, - стимулирование комплексного развития региональной энергетики
Инновационная и научно-техническая политика в энергетике	- создание устойчивой национальной инновационной системы в сфере энергетики, - трансфер передовых зарубежных технологий в энергетический комплекс страны и регионов
Социальная политика и развитие человеческого капитала в энергетике	- обеспечение надежного энергоснабжения населения страны по доступным ценам, - развитие человеческого потенциала энергетического сектора
Экологическая политика в энергетике	- создание экономических стимулов для снижения воздействия ТЭК на окружающую среду, - формирование системы экологических стандартов и норм
Внешняя энергетическая политика	- диверсификация экспортных энергетических рынков и структуры экспорта в пользу продукции с высокой добавленной стоимостью, - формирование общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства

Источник: разработано автором

Для реализации Энергетической стратегии необходимо применять следующие механизмы:

- принятие нормативных правовых актов, обеспечивающих ее реализацию на федеральном и территориальных уровнях управления;

- обеспечение учета и взаимного влияния корпоративных, территориальных и ведомственных стратегических документов при выборе направления развития объектов энергетики и инвестиционном планировании;
- совершенствование системы показателей результативности государственной энергетической политики на территориальном уровне с учетом реализации инвестиционного, инновационного и производственного потенциала территориальных генерирующих компаний;
- мониторинг реализации мероприятий и проведение системного анализа происходящих изменений территориальных общеэнергетических систем в целях предупреждения и преодоления угроз энергетической безопасности.

#### Выводы по Главе 5

В рассмотренном разделе работы была сформирована методология обеспечения энергетической безопасности территориально-административного образования на основе согласованного многоуровневого управления развитием его общеэнергетической системы и предложены механизмы ее реализации с применением форм государственно-частного партнерства.

В основе разработанной методологии лежит методологический подход, объединяющий научные результаты, представленные в предыдущих разделах работы:

1. Метод типологизации общеэнергетических систем территориально-административных образований, позволяющий на основе проведения многомерного статистического анализа структурных свойств и условий функционирования энергосистем сгруппировать их по общим признакам и выделить общие тенденции развития.
2. Категориально-понятийный аппарат энергетической безопасности, позволяющий выделить социально-экономические аспекты ее обеспечения в рыночных условиях.
3. Метод оценки энергетической безопасности территориально-административного образования, позволяющий на основе анализа агрегированных экономических показателей территориальной энергосистемы сформировать выводы о ее защищенности от угроз надежному энергоснабжению, и с позиции критериев эффективности территориальных субъектов управления определить экономически обоснованный уровень ее обеспечения.
4. Методы оценки влияния на энергетическую безопасность территориально-административного образования изменений производственной структуры энергосистемы и рыночных правил ее функционирования, позволяющие предложить структурно-

организационные и производственно-технологические решения повышения эффективности комбинированного производства энергетической продукции в рыночных условиях, способствующие повышению уровня энергетической безопасности.

7. Экономико-математические модели общеэнергетической системы, ее производственных и обеспечивающих подсистем, позволяющие прогнозировать изменение балансовой структуры энергосистемы и стоимости энергетических ресурсов и продукции при различных моделях ценообразования, а также оценивать системный эффект от изменения производственной структуры и рыночных правил функционирования энергетических объектов.
8. Иерархическая модель управления развитием территориальной общеэнергетической системы и метод теоретико-игрового согласования решений между субъектами управления на различных организационных уровнях, а также его программная реализация, позволяющие определить наилучший состав производственных мощностей общеэнергетической системы на основе нахождения равновесия пошаговой иерархической игры.

Разработанный методологический подход позволяет определить наилучшее направление развития территориальной энергосистемы с позиции обеспечения экономически обоснованного уровня энергобезопасности и повысить управляемость процесса структурно-технологической модернизации энергосистемы путем согласования противоречивых интересов регионального органа государственного управления и территориальной генерирующей компании при принятии управленческих решений по формированию ее производственной структуры.

Исходя из анализа существующих механизмов управления энергетическим комплексом, показано, что практическая реализация предложенной методологии потребует совершенствования механизма управления развитием энергетики на территориальном уровне, в первую очередь, в области организации государственно-частного партнерства.

Предложен усовершенствованный механизм управления развитием общеэнергетической системы, ключевым элементом которого является формирование территориальной технологической платформы, обеспечивающей реализацию инновационных проектов технологического развития на взаимовыгодных условиях с привлечением бюджетных и внебюджетных финансовых институтов. Технологическая платформа представляет собой форму объединения усилий государства, бизнеса и науки с целью реализации направлений научно-технологического развития отрасли. В рамках отраслевой программы исследований формируется пул технологий, доводимые в процессе НИОКР до формы готовности, в которой

их могут освоить предприятия. Таким образом, осуществляется технологическая модернизация отрасли.

Отдельно рассмотрен вопрос совершенствования организации отбора инновационных проектов с целью формирования пула технологий технологической платформы, ввиду наличия разных интересов и ресурсных ограничений участников. На текущий момент для отбора проектов применяются экспертные методы, недостатками которых являются субъективизм оценок экспертов и ограниченные возможности сравнения проектов. Для устранения данных недостатков был разработан алгоритм, основанный на теории нечетких множеств. Составленный алгоритм позволяет получить количественные оценки для качественных критериев эффективности инновационных проектов и осуществить их объективное сопоставление с целью обоснования включения проекта в научно-техническую программу технологической платформы.

Проведена апробация предложенной методологии и механизма ее реализации для общеэнергетических систем территориальных образований Дальнего Востока. Согласно разработанной методологии составлено научно-методическое обоснование выбора направления развития общеэнергетической системы выбранного региона с позиции критерия согласованного управления и предложен ряд усовершенствований и уточнений его энергетической стратегии.

## Заключение

Высокая востребованность рассмотрения вопроса обеспечения энергетической безопасности на территориальном уровне вызвана ростом неопределенности внешних и внутренних факторов, определяющих стабильное развитие территориальных общеэнергетических систем. Данное обстоятельство обусловлено протекающими процессами глобализации и либерализации энергетики, а также разуплотнением графиков энергопотребления, что отражается на экономической и энергетической эффективности производственных структур энергосистем. В сложившихся условиях существенно возрастают требования к качеству управления развитием энергосистем, которое должно обеспечить согласование интересов государства и энергопредприятий, находящихся на различных организационных уровнях управления, в направлении реализации структурной и производственно-технологической модернизации территориального энергетического комплекса.

В работе были рассмотрены методологические вопросы обеспечения энергетической безопасности территориально-административных образований на основе организации согласованного управления развитием их общеэнергетических систем, и на основе проведенных комплексных исследований предложены методы и модели их решения.

По результатам проведенного исследования можно сформировать следующие основные заключения:

1. Комплексный характер проблем обеспечения энергобезопасности в средне- и долгосрочной перспективе требует применения системных методов исследования, описывающих состояние и развитие энергетического комплекса как общеэнергетической системы. Для исследования общеэнергетических систем на территориальном уровне был разработан метод их типологизации и уточнено понятие территориальной энергобезопасности, что позволило выявить и обобщить экономические и управленческие проблемы обеспечения энергетической безопасности для различных групп регионов страны, а также выделить приоритетные стратегии их решения.
2. Обеспечение энергобезопасности в рыночных условиях требует соблюдения баланса интересов между территориальными органами государственного управления и территориальными генерирующими компаниями. Исследование экономической доступности энергетической продукции для потребителя и рентабельности ее производства позволило предложить метод количественной оценки энергетической

безопасности и ее экономически обоснованного уровня на основе принципа относительной компенсации. В свою очередь, разработанные методы оценки влияния изменения производственной структуры общеэнергетической системы и рыночных правил ее функционирования на уровень энергобезопасности территориального образования позволили выработать мероприятия по повышению конкурентоспособности ТЭЦ, направленные на обеспечение необходимого экономически обоснованного уровня энергобезопасности.

3. Процессы глобализации и либерализации энергетики, значительно усложнившие структуру системы и механизмы управления развитием территориальных общеэнергетических систем, требуют развития моделей их прогнозирования. Предложен комплекс моделей на основе балансовых и балансово-сетевых методов, позволяющий составить прогноз балансовой структуры общеэнергетической системы в зависимости от изменения структуры рынков энергетических ресурсов и продукции и методов ценообразования, а также сформировать оценку системного эффекта по территориальной общеэнергетической системе от мероприятий повышения эффективности работы ТЭЦ в рыночных условиях.
4. Проведенный анализ иерархической системы управления развитием территориального энергетического комплекса показал наличие рассогласования управления на различных организационных уровнях, что приводит к развитию территориальных энергосистем в направлениях отличных от научно обоснованных, заложенных в региональных энергетических стратегиях, и формирует угрозу энергетической безопасности регионов. Предложены усовершенствованные модели управления развитием систем тепло- и электроснабжения и разработана теоретико-игровая модель, позволяющая на основе согласования критериев эффективности субъектов управления в иерархической структуре управления территориальным энергетическим комплексом определить наилучшую производственную структуру энергосистемы.
5. На основе полученных научных результатов сформирован методологический подход к обеспечению энергетической безопасности территориально-административного образования исходя из принципа организации согласованного многоуровневого управления развитием его общеэнергетической системы. Проведенная апробация методологического подхода показала, что в рыночных условиях при функционировании в отрасли саморегулируемых генерирующих компаний для достижения целей государственной энергетической политики по обеспечению экономической доступности энергетической продукции для потребителей стратегическое планирование развития

производственной структуры энергетического комплекса должно осуществляться не только с позиции минимизации топливных затрат, но и равноэкономичной эксплуатации генерирующего оборудования. Для практической реализации методологического подхода был предложен механизм управления структурно-технологической модернизацией энергетического комплекса, в основе которого легли принципы государственно-частного партнерства, организуемого в рамках территориальных технологических платформ.



## Список принятых сокращений

АИТ	автономный источник тепла
АСВ	аккумулятор сетевой воды
АТС	администратор торговой системы
АЭС	атомная электростанция
БАМ	Байкало-Амурская железнодорожная магистраль
БР	балансирующий рынок
ВЛ	воздушная линия электропередач
ВРП	валовой региональный продукт
ВСВГО	выбор состава включенного генерирующего оборудования
ВСТО	трубопроводная система «Восточная Сибирь - Тихий океан»
ГАЭС	гидроаккумулирующая электростанция
ГП	гарантирующий поставщик
ГРО	газораспределительная организация
ГРЭС	государственная районная электростанция
ГТП	группа точек поставки
ГТУ	газотурбинная установка
ГТУ-ТЭЦ	газотурбинная ТЭЦ
ГТЭС	газотурбинная тепловая электростанция
ГЧП	государственно-частное партнерство
ГЭС	гидроэлектростанция
ДЭР	Дальневосточный экономический район
ЕСГ	единая система газоснабжения
ЕТО	единая теплоснабжающая организация
ЕЭС	единая энергетическая система
ИСТ	индивидуальная система теплоснабжения
ИТП	индивидуальный тепловой пункт
КИТ	коэффициент использования топлива
КИУМ	коэффициент использования установленной мощности
КЛ	кабельная линия электропередач
КТ	крышная котельная
КТС	квартальная тепловая станция
КЭС	конденсационная электростанция
ЛПЦ	локальная предельная цена
МАИС	метод активизации использования интуиции и опыта специалистов
МГР	принцип максимального гарантированного результата
МОБ	модель межотраслевого баланса
МФПС	метод формального представления систем
НВВ	необходимая валовая выручка
НДПИ	налог на добычу полезных ископаемых
НДТ	наилучшая доступная технология
НПЗ	нефтеперерабатывающий завод
ОГК	оптовая генерирующая компания
ОРЭМ	оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОЭС	объединенная энергосистема
ПВ	повысительная трансформаторная подстанция
ПГУ	парогазовая установка

ПГУ-ТЭЦ	парогазовая ТЭЦ
ПИР	программа инновационного развития
ПН	понижительная трансформаторная подстанция
ПП	пункт приема электроэнергии
ПТУ	паротурбинная установка
ПТУ-ТЭЦ	паротурбинная ТЭЦ
ПТЭС	паротурбинная тепловая электростанция
РД	регулируемый договор
РИП	программа региональных инвестиционных проектов
РП	распределительный пункт
РСВ	рынок на сутки вперед
РТС	районная тепловая станция
РУ	распределительное устройство
СДД	свободный двухсторонний договор
СКП	энергоустановка на сверхкритических параметрах
СО ЕЭС	системный оператор единой энергетической системы
СПВ	программа «Свободный порт Владивосток»
ТГК	территориальная генерирующая компания
ТОР	территория опережающего развития
ТП	трансформаторная подстанция
ТУ	турбоустановка
ТЭК	топливно-энергетический комплекс
ТЭС	тепловая электростанция
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль (теплофикационная электростанция)
УК	управляющая компания
ФОРГ	федеральный оптовый рынок газа
ФЦП	федеральная целевая программа
ЦСТ	централизованная система теплоснабжения
ЦТП	центральный тепловой пункт

## Условные обозначения

$AC$	амортизационные отчисления
$a, b$	коэффициенты, характеризующие скорость износа оборудования
$b_{KV}$	удельные расходы топлива на производство тепла котельными установками
$b_{KV}^a$	удельные затраты вновь введенной в эксплуатацию альтернативной котельной с учетом инвестиционной составляющей
$b_{кЭС}$	удельные топливные затраты конденсационных электростанций, функционирующих на рынке электроэнергии
$b_{ТЭЦ}^k$	удельные расходы топлива на производство электроэнергии на ТЭЦ в конденсационном режиме
$b_{ТЭЦ}^{mm}, b_{ТЭЦ}^{mэ}$	удельные расходы топлива на производство тепла и электроэнергии в теплофикационном режиме, разнесенных в соответствии с выбранным методом распределения топливных затрат
$C$	матрица параметров системы управления
$Cap_i^L, Cap_i^U$	минимальный и максимальный допустимый диапазон регулирования производственной мощности
$Cap_i^{RL}, Cap_i^{RU}$	заявленный нижний и верхний предел допустимой производственной мощности генератора $i = 1, \dots, I$
$C_0$	капитальные затраты
$CC$	затраты на преобразование топлива в энергетическую продукцию
$C_s(V)$	минимальные топливные затраты по энергосистеме при прогнозной потребности в топливе $V$
$D$	норма налоговой нагрузки на производственные энергопредприятия
$DPC$	прямые производственные затраты
$d, l$	диаметр и длина тепловой сети
$E_{cg}(P_g, \Delta P_g)$	коэффициент перекрестной эластичности, отражающий изменение объема спроса на уголь при изменении цены на газ
$FC$	стоимость топлива
$G$	гарантированный результат агента
$I$	общее количество энергоустановок генераторов
$IPC$	общепроизводственные затраты
$J_B$	частный критерий энергетического бизнеса, характеризующий превышение маржинальной прибыли необходимого уровня доходности от реализации энергетической продукции
$J_G$	частный критерий государства, характеризующий удаленность стоимости энергетической продукции от предельного значения
$J_i$	абсолютное значение частного критерия
$J_i^0$	нормирующая величина частного критерия
$LMP_k$	локальная равновесная цена в узле $k$ энергосистемы
$LP$	предельная стоимость энергетической продукции
$M$	материальная характеристика тепловой сети
$MC_i$	маржинальные издержки генератора
$M[I]$	оператор математического ожидания
$MP$	маржинальная прибыль
$MTC$	материальные затраты

$N$	объем потребности в электроэнергии
$N'$	объем потребности в электроэнергии, обеспеченный комбинированными источниками электроэнергии и тепла
$N_i^{\min}, N_i^{\max}$	технологические ограничения производства электроэнергии $i$ -го источника электроэнергии, обусловленные составом генерирующего оборудования и его режимными характеристиками
$n, m$	число источников и узлов поставки электроэнергии
$P$	стоимость энергетической продукции
$P_0$	равновесная рыночная цена энергетической продукции
$PC$	производственные затраты
$P_{Gi}$	реальный объем поставки электроэнергии генератором $i=1, \dots, I$
$P_{Gen_k}$	реальный общий объем поставки электроэнергии в узел $k=1, \dots, K$
$P_{Load_k}$	реальный общий объем потребления электроэнергии в узле $k=1, \dots, K$
$P_{NetInject_k}$	реальный общий чистый объем поставки электроэнергии в узел $k=1, \dots, K$
$Pr_i$	прибыль от реализации электроэнергии генератором $i=1, \dots, I$
$Q$	годовая тепловая нагрузка территориального образования
$Q_{ТЭЦ\ омон}^{час}$	часовая отопительная нагрузка, покрываемая ТЭЦ
$Q_{\max\ омон}^{час}$	максимальная часовая отопительная нагрузка
$R$	множество действий агента, обеспечивающих ему максимальный выигрыш при использовании центром стратегии наказания
$RC$	затраты на поддержание надежности
$RR$	требуемая норма прибыли
$r_0$	эффективный радиус обслуживания
$T$	тариф на транспорт энергетической продукции
$TC$	фактические затраты на передачу
$T_{ij}, N_{ij}$	цена и объем передачи электроэнергии по магистрали $(i, j)$
$t$	срок эксплуатации оборудования
$\vec{U}(t)$	вектор управления, включающий в себя характеристики внешних воздействий по отношению к системе
$V_1, V_2$	объемы закупок газа и угля
$V_E, V_H$	объемы производства электроэнергии и тепла
$V_j$	объем потребления электроэнергии в $j$ -м узле поставки
$WTC$	стоимость потерь энергетической продукции
$\vec{X}(t)$	вектор состояния, включающий в себя переменные системы, однозначно определяющие ее состояние
$x_1, x_2$	действия центра и агента, от которых зависят их функции выигрыша, из множеств действий $X_1^0, X_2^0$
$\vec{Y}(t)$	вектор выхода, включающий в себя переменные системы, доступные для наблюдения
$z_1, z_2$	стратегии центра управления и агента
$\alpha_{ТЭЦ}$	годовой коэффициент теплофикации
$\sigma_i$	стандартное отклонение
$\Delta N_{ТЭЦ}^k$	число часов конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ
$\Delta Q_{ТЭЦ}$	приращение тепловой нагрузки ТЭЦ

## Список литературы

### Нормативно-правовые акты

1. ГОСТ Р 54428-2011(ИСО 13602-1:2002). Системы технические энергетические. Методы анализа: утв. национальный стандарт Российской Федерации от 01.07.2012 г. № 359. Доступ из справ.-правовой системы «Электронный фонд правовой и нормативно-технической информации».
2. Доктрина энергетической безопасности России: ред. от 29.11.2012 г. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
3. Итоги работы топливно-энергетического комплекса Российской Федерации в первом полугодии 2016 года: информация Министерства энергетики РФ. Доступ из справ.-правовой системы Министерства энергетики РФ.
4. Методика составления топливно-энергетического баланса (ТЭБ) Российской Федерации: распоряжение Правительства Российской Федерации от 06.05.2008 г. № 671-р. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант.ру».
5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: приказ Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
6. Методика формирования региональных энергетических программ. М.: Минэнерго РФ, 2000. 100 с.
7. Об утверждении генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 года: распоряжение Правительства РФ от 09.06.2017 г. № 1209-р. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
8. Об утверждении порядка определения зон свободного перетока электрической энергии (мощности): приказ Минэнерго РФ от 06.04.2009 г. № 99. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
9. Об утверждении порядка установления случаев манипулирования ценами на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности): приказ Федеральной антимонопольной службы от 14.11.2007 г. № 378. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
10. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и

мощности: постановление Правительства РФ от 27.12.2010 г. № 1172. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».

11. Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы: приказ от 01.03.2017 г. № 143. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
12. Об электроэнергетике: федеральный закон Рос. Федерации от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 21 февраля 2003 г.: одобрен Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 12 марта 2003 г.
13. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы Компания «Консультант Плюс».
14. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса: федеральный закон Рос. Федерации от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 6 июля 2011 г.: одобрен Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 13 июля 2011 г.
15. О Генеральной схеме развития газовой отрасли на период до 2030 года: приказ Министерства энергетики РФ от 06.06.2011 № 213. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
16. О Генеральной схеме развития нефтепроводного и нефтепродуктопроводного транспорта до 2020 года: утв. Комитетом по стратегическому планированию при совете директоров ОАО «АК Транснефть» от 16.12.2010 г., протокол № 5. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
17. О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года: распоряжение Правительства РФ от 22.02.2008 г. № 215-р (ред. от 03.06.2010). Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
18. О государственно-частном партнерстве, муниципально-частном партнерстве в Российской Федерации и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: федеральный закон Рос. Федерации от 13 июля 2015 г. № 224-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
19. О естественных монополиях: федеральный закон Рос. Федерации от 17 августа 1995 г. № 147-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 19 июля 1995 г.

20. О концессионных соглашениях от 21.07.2005 №172-ФЗ. принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 6 июля 2005 г.: одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 13 июля 2005 г.
21. О неотложных мерах по сохранению научно-технического потенциала Российской Федерации: указ Президента РФ от 27.04.1992 г. № 426 (ред. от 30.09.2012). Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
22. О стратегическом планировании в Рос. Федерации от 28.06.2014 №172-ФЗ. принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 20 июня 2014 г.: одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 25 июня 2014 г.
23. О теплоснабжении: федеральный закон Рос. Федерации от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ: принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 9 июля 2010 г.: одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 14 июля 2010 г.
24. Отчет о функционировании электроэнергетики: отчет Министерства энергетики Российской Федерации от 01.03.2017 г. Доступ из справ.-правовой системы Министерства энергетики РФ.
25. Положение о порядке мониторинга разработки и реализации программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий: утв. решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 4 августа 2010 г. протокол № 4. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
26. Порядок формирования перечня технологических платформ: утв. решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 03.08.2010 г., протокол № 4. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
27. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 30.12.2017) «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
28. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года: разработ. Министерством экономического развития Российской Федерации 25.03.2013 г. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
29. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов: информация Министерства экономического развития РФ от 24.11.2016 г. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».

30. Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР: приказ Минпромэнерго России от 03.09.2007 № 340. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
31. РД 153-34.1-09.111-2001 Методика расчета потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках теплофикационных агрегатов мощностью 60-250 МВт тепловых электростанций.
32. РД 34.30.706 Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата Т-50-130 ТМЗ.
33. РД 34.30.708 Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата К-50-90-2 (ВК-50-2).
34. РД 34.30.709 Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата К-50-90-3 (ВК-50-3) ЛМЗ.
35. РД 34.30.710 Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата К-100-90-6 (ВК-100-6) ЛМЗ.
36. РД 34.30.713 Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата К-300-240 ЛМЗ.
37. РД 34.30.716 Типовая нормативная характеристика турбоагрегата Т-100-130 ТМЗ.
38. РД 34.30.717 Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата К-100-90 (ВК-100-5).
39. Региональное законодательство: обзоры законодательства. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
40. Рекомендации по разработке программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий: утв. решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 4 августа 2010 г. № 4. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
41. Стратегия инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 года: распоряжение Правительства РФ от 8.12.2011 г. № 2227-р. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
42. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2012–2013 годах : доклад Министерства энергетики РФ – 2015 г. Доступ из справ.-правовой системы Министерства энергетики РФ.
43. Энергетическая стратегия Амурской области до 2030 года: ред. от 24.11.2006 г. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».



44. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года: ред. от 28.08.2003 г. Доступ из справ.-правовой системы Компания «Консультант Плюс».
45. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: ред. от 13.10.2009 г. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс».
46. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года: ред. от 01.02.2017 г. Доступ из справ.-правовой системы Министерства энергетики РФ.

#### Научная и учебная литература

47. Акаев, А. А. Математическое моделирование глобальной, региональной и национальной динамики с учетом воздействия циклических колебаний / А. А. Акаев, В. А. Садовничий // в Сб.: Моделирование и прогнозирование глобального, регионального и национального развития. – М.: Либроком. – 2012. – С. 23-24.
48. Аметистова, Е. М. Основы современной энергетики: учебник для вузов / Е. М. Аметистова – М. : Издательство НИУ МЭИ, 2008. – 472 с.
49. Анфилатов, В. С. Системный анализ в управлении: учебное пособие // В. С. Анфилатов, А. А. Емельянов, А. А. Кукушкин. – М. : Финансы и статистика, 2002. – 368 с.
50. Аристов, С. А. Имитационное моделирование экономических процессов: учебное пособие / С. А. Аристов. – Екатеринбург : Издательство Уральского государственного экономического университета, 2003. – 123 с.
51. Афанасьев, М. Ю. Исследование операций в экономике: модели, задачи, решения: учебное пособие / М. Ю. Афанасьев, Б. П. Суворов. – М. : ИНФРА-М, 2003. – 444 с.
52. Ахмед, А. А. Средства AnyLogic для построения моделей системной динамики / А. А. Ахмед, А. В. Скворцов, Б. И. Масленников // Интернет-журнал Науковедение. – 2013. – №. 3 (16). – С. 1-6.
53. Аюев, Б. И. Рынки электроэнергии и их реализация в ЕЭС России / Б. И. Аюев. – Екатеринбург : УрО РАН, 2007. – 107 с.
54. Балдин, К. В. Математическое программирование: учебное пособие / К. В. Балдин, А. В. Рукосуев, Н. А. Брызгалов. – М. : Дашков и К, 2012. – 218 с.
55. Бартанов, С. А. Энергетическая безопасность регионов Приволжского федерального округа / С. А. Бартанов, А. Б. Бартанов // Регионоведение. – 2012. – №. 1. – С. 101-105.
56. Басова, Т. Ф. Экономика и управление энергетическими предприятиями: учебник для вузов / Т. Ф. Басова, Е. И. Борисов, В. В. Бологова. – М. : Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.

57. Башмаков, И. А. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения в России и за рубежом / И. А. Башмаков // Новости теплоснабжения. – 2008. – №. 2. – С. 6-10.
58. Башмаков, И. А. Энергетические балансы РФ и субъектов РФ как основа разработки и мониторинга программ повышения энергоэффективности / И. А. Башмаков // Энергосовет. – 2012. – №. 4(23). – С. 21-29.
59. Битеряков, Ю. Ф. К вопросу формирования цен на конкурентных рынках электроэнергии / Ю. Ф. Битеряков, С. А. Кутинов // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2005. – № 2. – С. 65-70.
60. Богачкова, Л. Ю. Совершенствование управления отраслями российской энергетики: теоретические предпосылки, практика, моделирование : дис. ... д-ра. экон. наук : 08.00.05 / Богачкова Людмила Юрьевна. – М., 2007. – 421 с.
61. Бородкин, Ф. М. Статистическая оценка связей экономических показателей: учебное пособие / Ф. М. Бородкин. – М. : Статистика, 1968. – 203 с.
62. Борталевич, С. И. Энергетическая безопасность как фактор социально-экономического развития регионов / С. И. Борталевич // Регионология. – 2012. – №. 1 (78). – С. 249-252.
63. Бубнов, А. В. Энтропийная модель взаимосвязи электроэнергетики и экономики / А. В. Бубнов, И. В. Фёдоров, Л. Г. Польшинцев // Омский научный вестник. – 2013. – №. 2 (120). – С. 168-197.
64. Бушуев, В. В. О доктрине энергетической безопасности России / В. В. Бушуев, Н. И. Воропай, С. М. Сендеров, В. В. Саенко // Экономика региона. – 2012. – №. 2. – С. 40-50.
65. Бушуев, В. В. Энергетика как «система систем» / В. В. Бушуев, А. С. Каменев, Б. Б. Кобец. – Москва : Издательство ИНП РАН // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С.Некрасова). – 2013. – 32 с.
66. Быстров, А. В. Внедрение энергоэффективной техники и оборудования - основа обеспечения энергетической безопасности удаленных регионов России / А. В. Быстров, В. Д. Свирчевский, А. Р. Есина // Вестник Российского экономического университета им. Г.В. Плеханова. – 2016. – №. 5 (89). – С. 173-182.
67. Васильев, Ю. Н. Тенденции развития конкурсной торговли на рынке угля / Ю. Н. Васильев // Записки Горного института. – 2013. – Т. 205. – С. 159-164.
68. Веселов, Ф. В. Система управления развитием электроэнергетики в рыночных условиях и опыт ее реализации / Ф. В. Веселов. – М. : Издательство ИНП РАН // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». – 2008. – 40 с.

69. Владимирова, О. Н. Технологические платформы как коммуникационный инструмент реализации финансового потенциала развития российской экономики / О. Н. Владимирова, О. Ю. Дягель // Корпоративные финансы. – 2012. – № 2 (22). – С. 71-79.
70. Власов, М. П. Моделирование экономических процессов / М. П. Власов, П. Д. Шимко – Ростов н/Д : Феникс, 2005. – 409 с.
71. Волкова, Е. Д. Системные эффекты интеграции электроэнергетических комплексов стран постсоветского пространства / Е. Д. Волкова, С. В. Подковальников, Л. Ю. Чудинова // Проблемы прогнозирования. – 2014. – №. 2 (143). – С. 33-44.
72. Волкова, Е. Д. Электроэнергетическая кооперация на постсоветском пространстве / Е. Д. Волкова, А. А. Захаров., С. В. Подковальников, В. А. Савельев, Л. Ю. Чудинова // Евразийская экономическая интеграция. – 2011. – №. 3 (12). – С. 26-45.
73. Воробьев, В. П. Инновационный менеджмент – 3-е изд.: учебное пособие / В. П. Воробьев, В. В. Платонов, Е. М. Рогова, Н. Н. Тихомиров. – СПб : Издательство ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный университет экономики и финансов», 2008. – 281 с.
74. Воробьева, И. П. Устойчивость экономики и проблемы ее обеспечения в современной России / И. П. Воробьева // Вестник Томского государственного университета. Серия «Экономика». – 2012. – №1 (17). – С. 17-25.
75. Воропай, Н. И. Проблемы развития электроэнергетики, методы и механизмы их решения в рыночных условиях / Н. И. Воропай, Е. Ю. Иванова, В. В. Труфанов, Г. И. Шевелева. – Москва : Издательство ИНП РАН // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». – 2007. – 114 с.
76. Воропай, Н. И. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ / Н. И. Воропай, Н. В. Абасов, А. С. Апарцин, Л. С. Беляев, Т. В. Бережных, О. Н. Войтов, Ю. А. Гришин – Новосибирск : Издательство Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2010. – 686 с.
77. Воропай, Н. И. Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований / Н. И. Воропай, С. М. Сендеров. – Москва : Издательство ИНП РАН // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». – 2011. – 91 с.
78. Воропай, Н. И. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Н. И. Воропай, Г. Ф. Ковалев, Ю. Н. Кучеров, А. Ф. Дьяков, В. Г. Китушин, Д. С. Крупнев, С. И. Магид. – Иркутск : ООО Издательский Дом «Энергия», 2013. – 212 с.

79. Воропай, Н. И. Надежность либерализованных систем энергетики / Н. И. Воропай, В. Г. Китушин, А. Д. Тевяшев, Ю. В. Целебровский, А. И. Шалин. – Новосибирск : Издательство Наука – 2004. – 333 с.
80. Воропай, Н. И., Подковальников, С. В., Труфанов, В. В., Беляев, Л. С., Гальперова, Е. В., Домышев, А. В., Кононов, Ю. Д. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование. Новосибирск : Наука, 2015. – 448 с.
81. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Под ред. Н. И. Воропая, Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2011. – 368 с.
82. Гайдай, О. А. Анализ методов распределения комплексных затрат в комбинированном цикле ТЭЦ / О. А. Гайдай, Л. И. Лисенко // НТУ «ХПИ». – 2010. – С. 70-76.
83. Гвоздецкий, В. Л. Теплотехническая наука и техника в России / В. Л. Гвоздецкий // Энергия: экономика, техника, экология. – 2006. – №. 3. – С. 22-30.
84. Гершман, М. А. Программы инновационного развития компаний с государственным участием: первые итоги / М. А. Гершман // Форсайт ; т. 7. – 2013. – № 1. – С. 28-43.
85. Гиршфельд, В. Я. Режимы работы и эксплуатация ТЭС: учебник для вузов / В. Я. Гиршфельд, А. М. Князев, В. Е. Куликов. – М. : Энергия, 1980. – 288 с.
86. Гительман, Л. Д. Энергетический бизнес: учебное пособие / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников. – М. : Дело, 2006. – 600 с.
87. Горбунов, В. М. Теория принятия решений: учебное пособие / В. М. Горбунов. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2010. – 112 с.
88. Гордеев, С. С. Устойчивость как свойство экономических систем / С. С. Гордеев // Известия Иркутской государственной экономической академии. – 2010. – № 3 (71). – С. 117-121.
89. Городецкий, В. И. Прикладные многоагентные системы группового управления / В. И. Городецкий, О. В. Карсаев, В. В. Самойлов, С. В. Серебряков // Искусственный интеллект и принятие решений. – 2009. – №. 2. – С. 3-24.
90. Государственно-частное партнерство в инновационной сфере: мировой опыт и перспективы России / под ред. Р. М. Нижегородцева, С. М. Никитенко, Е. В. Гоосен. – Кемерово: Сибирская издательская группа, 2012. – 482 с.
91. Гохберг, Л. М. Создание системы прогнозирования и мониторинга научно-технического прогресса в энергетике / Л. М. Гохберг. – Москва : Издательство НИУ ВШЭ // Открытое заседание Консультативного совета по инновационному развитию

- нефтегазового комплекса при Минэнерго России и Технологической платформы «Технологии добычи и использования углеводородов». – 2014. – 16 с.
92. Грей, К. Управление проектами: практическое руководство / К. Грей, У. Эрик Ларсон – М. : Дело и сервис, 2003. – 528 с.
93. Гриб, Н. С. Погнались за ветром - перешли на уголь / Н. С. Гриб, А. И. Цикорин // Энергетическая политика. – 2014. – №. 1. – С. 78-88.
94. Грига, А. Д. Сравнение методов оценки эффективности работы ТЭЦ при совместном производстве тепловой и электрической энергии / А. Д. Грига, С. А. Грига, М. М. Султанов, В. А. Куланов // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2008. – Т. 6. – №. 1. – С. 51-54.
95. Григорьев, Л. М. Динамика потребления электроэнергии как индикатор экономической активности / Л. М. Григорьев, А. В. Голяшев, А. А. Лобанова, В. П. Кульпина // Бюллетень социально-экономического кризиса в России. – 2016. – №. 10. – 20 с.
96. Григорьев, Л. М. Роль и перспективы угля в современной энергетике / Л. М. Григорьев, В. Гимади, А. Кудрин, Т. Радченко // Энергетический бюллетень. – 2013. – №. 3. – 30 с.
97. Григорьев, Л. М. Трудности на пути восточного газового вектора / Л. М. Григорьев, В. Гимади, А. Кудрин // Энергетический бюллетень. – 2016. – №. 34. – 32 с.
98. Григорьева, В. А., Зорина, В. М. Тепловые и атомные электрические станции: справочник. Т.3. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 604 с.
99. Давидсон, М. Р. Математическая модель конкурентного оптового рынка электроэнергии в России / М. Р. Давидсон, Ю. В. Догадушкина, Е. М. Крейнс, Н. М. Новикова, Ю. А. Удадьцов, Л. В. Ширяева // Известия РАН. Теория и системы управления. – 2004. – № 3. – С. 72-83.
100. Джангиров, В. А. Рыночные отношения и системы управления в электроэнергетике / В. А. Джангиров, В. А. Баринов // Электрические станции – 2001. – № 6. – С. 2-19.
101. Дли, М. И. Функциональные когнитивные карты для моделирования процессов энергосбережения на региональном уровне / М. И. Дли, С. А. Михайлов, Т. В. Какатунова // Путеводитель предпринимателя. – 2010. – №. 8. – С. 41-50.
102. Емельянов, Ю. С. Государственно-частное партнерство в инновационном развитии экономики России : автореф. дис. ... д-ра. экон. наук : 08.00.05 / Емельянов Юрий Станиславович. – М., 2012. – 59 с.
103. Ефремова, М. В. Проблемы и перспективы развития особых экономических зон в Российской Федерации / М. В. Ефремова, И. Р. Руйга // Инновационная наука. – 2016. – № 10-1 – С. 42-47.

104. Звонарева, Ю. Н. Энергосбережение в системах теплоснабжения крупных муниципальных объединений, запитанных от нескольких источников тепла / Ю. Н. Звонарева, Ю. В. Ваньков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – №. 11. – С. 75-82.
105. Иванов, А. А. Математическая модель формирования стратегии энергосбытовой компании на оптовом рынке электроэнергии (мощности) / А. А. Иванов // Экономические науки. – 2008. – № 9. – С. 181-185.
106. Индикаторы инновационной деятельности: 2017 : Статистический сборник / Ред. колл.: Л. М. Гохберг, Я. И. Кузьминов, К. Э. Лайкам, О. В. Фомичев, А. Е. Шадрин – М.: Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», 2017. – 329 с.
107. Исмаилов, С. Э. Экономические основы развития региональной энергетики : дис. ... д-ра. экон. наук : 08.00.05 / Исмаилов Сабир Эльдерович. – М., 2012. – 262 с.
108. Какатунова, Т. В. Стратегическое управление инновационным развитием региона / Т. В. Какатунова, Д. А. Хвостов // Проблемы безопасности российского общества. – 2014. – №. 3-4. – С. 140-145.
109. Капуста, Л. В. Автоматизированные системы организационного управления: конспект лекций / Л. В. Капуста. – Луганск : Издательство Луганского национального университета имени Владимира Даля, 2009. – 127 с.
110. Карпов, Ю. Г. Имитационное моделирование систем. Введение в моделирование с AnyLogic 5 / Ю. Г. Карпов. – СПб. : БХВ-Петербург, 2005. – 400 с.
111. Карпович, А. И. Моделирование экономической устойчивости систем энергетики : дис. ... д-ра. экон. наук : 08.00.13 / Карпович Алексей Иванович. – М., 2005. – 315 с.
112. Карсаев, О. В. Многоагентные системы и средства их разработки / О. В. Карсаев, В. Г. Конюший // Труды СПИИРАН. – 2009. – №. 8. – С. 234-254.
113. Каталевский, Д. Ю. Основы имитационного моделирования и системного анализа в управлении: учебное пособие / Д. Ю. Каталевский. – М. : Издательство Московского университета (МГУ), 2011. – 312 с.
114. Каталевский, Д. Ю. Системная динамика и агентное моделирование: необходимость комбинированного подхода / Д. Ю. Каталевский. – М. : ГОУВПО «ГУУ» // Материалы 14-й Международной научно-практической конференции «Устойчивое экономическое развитие: интеграция государства и бизнеса в современном обществе». – 2009. – 15 стр.
115. Китушин, В. Г. Проблемы развития электроэнергетики / В. Г. Китушин // Всероссийский экономический журнал «ЭКО». – 2011. – № 5. – С. 151-155.

116. Ключев, Р. В. Разработка методов повышения эффективности управления единой промышленно-энергетической системой : дис. ... д-ра. техн. наук : 05.13.01 / Ключев Роман Владимирович. – М., 2013. – 311 с.
117. Ключев, Ю. Б. Оценка уровня энергетической безопасности региона / Ю. Б. Ключев, А. А. Токманцев, В. В. Черепанов // Известия Уральского государственного экономического университета. – 2011. – №. 3 (35). – С. 76-84.
118. Ковалев, И. Н. Оценка уровня перспективной себестоимости электроэнергии / И. Н. Ковалев // Энергосбережение. – 2007. – № 6. – С. 32-35.
119. Кожуховский, И. С. Принципы построения и корректировки Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики: пространство для новой энергетики / И. С. Кожуховский. – Иркутск // VI Байкальский экономический форум. – 2010. – 19 с.
120. Кожуховский, И. С. Формирование рыночных механизмов развития когенерации в России / И. С. Кожуховский, В. П. Басов. – Москва : Издательство УРАН ИНП. // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». – 2011. – 88 с.
121. Коровин, А. М. Моделирование систем: учебное пособие к лабораторным работам / А. М. Коровин. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2010. – 47 с.
122. Косачев, Ю. В. Экономико-математические модели эффективности финансово-промышленных структур / Ю. В. Косачев. – М. : Логос, 2004. – 248 с.
123. Косматов, Э. М. Теория и методы управления технико-экономическими показателями энергетических систем и энергетического оборудования : дис. ... д-ра. экон. наук : 08.00.05 / Косматов Эдуард Михайлович. – М., 2005. – 379 с.
124. Кривяков, С. В. Теоретический анализ экономических систем: учебное пособие / С. В. Кривяков. – Томск : Издательство Томского университета, 2007. – 148 с.
125. Кузнецов, В. Н. Модели и методы согласованного управления в многоагентных системах / В. Н. Кузнецов, А. Ю. Ключин, Г. В. Кузнецов, Н. Ю. Мутовкина // Программные продукты и системы. – 2012. – №. 4. – С. 255-259.
126. Кумаритов, А. М. Разработка основ оптимального управления сложной региональной энергетической системой "поставщик-потребитель" : дис. ... д-ра. техн. наук : 05.13.01 / Кумаритов Алан Мелитонович. – М., 2007. – 267 с.
127. Курникова, А. В. Системные признаки региона как объекта управления / А. В. Курникова // Вестник Челябинского государственного университета. Серия «Экономика» ; вып. 39. – 2012. – № 24 (278) – С. 53–56.

128. Ланеев, Б. Г. Топливо-энергетические балансы в системе комплексного исследования развития региональных ТЭК / Б. Г. Ланеев, А. Д. Соколов, С. Ю. Музыкачук, Р. И. Музыкачук // Известия российской академии наук. Энергетика. – 2011. – №. 2. – С. 21-35.
129. Лапаев, С. П. Формирование модели региональной инновационной системы / С. П. Лапаев // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2010. – № 13 (119). – С. 42-49.
130. Леонтьев, В. Общеэкономические проблемы межотраслевого баланса / В. Леонтьев // Межотраслевая экономика. – 1997. – С. 22-39.
131. Лисин, Е. М. Анализ влияния комбинированного производства на потребительские свойства тепла и электроэнергии как товаров на энергорынках/ Е. М. Лисин // Экономика и предпринимательство. – 2018. – № 9 (98). – С. 1160-1165.
132. Лисин, Е. М. Анализ влияния структурных факторов на эффективность применения стратегий рыночной силы генерирующими компаниями на оптовом рынке электроэнергии / Е. М. Лисин, В. Стриелковски, Ю. А. Анисимова, А. О. Гуца // Инновационное развитие экономики. – 2013. – № 6 (17). – С. 159-164.
133. Лисин, Е. М. Анализ отечественного опыта применения концепта технологической платформы как механизма инновационного развития национальной экономики / Е. М. Лисин, О. В. Злышко // Управление инновациями: теория, методология, практика : сборник материалов II Международной научно-практической конференции. – Новосибирск : НГТУ, 2012. – С. 36-42.
134. Лисин, Е. М. Анализ подходов к прогнозированию технико-экономических характеристик нового энергетического оборудования / Е. М. Лисин, А. Н. Рогалев, И. И. Комаров. – СПб. : СПбПУ // Труды международной научно-практической конференции «Инновационная экономика и промышленная политика региона (ЭКОПРОМ-2014)». – 2014 – С. 244-261.
135. Лисин, Е. М. Анализ проблем снижения эффективности производственно-хозяйственной деятельности ТЭЦ в условиях энергорынка / Е. М. Лисин, Е. В. Сухарева. – Тольятти: ТГУ // Сборник научных трудов международной конференции «Социальная ответственность бизнеса». – 2014. – С. 268-277.
136. Лисин, Е. М. Анализ проблем функционирования и предложение решений по повышению конкурентоспособности ТЭЦ в условиях энергорынка / Е. М. Лисин, Ю. А. Анисимова, А. А. Кочерова, В. Стриелковски // Вестник НГИЭИ. – 2015. – №3 (46). – С. 12-19.



137. Лисин, Е. М. Анализ современного состояния и оценка актуальности развития генерирующих мощностей на базе ПГУ-ТЭС / Е. М. Лисин, О. Г. Конова, И. И. Комаров. – СПб. : СПбПУ // Труды Всероссийской научной конференции «Современные методы обеспечения эффективности и надежности в энергетике». – 2013. – С. 21-31.
138. Лисин, Е. М. Анализ сценариев структурно-технологической модернизации энергетической отрасли в условиях конкурентного рынка электроэнергии / Е.М. Лисин, Б.А. Хавкин, В. Стриелковски. – М: НИУ МЭИ // Труды 7-й международной школы-семинара молодых ученых «Энергосбережение – теория и практика». – 2014. – С. 225-229.
139. Лисин, Е. М. Анализ ценовой конкурентоспособности теплофикационных электростанций на оптовом рынке электроэнергии и мощности / Е. М. Лисин, С. Ю. Балахонов, Г. Н. Курдюкова, В. В. Бологова // Экономика и предпринимательство. 2016. – № 10-3 (75-3). – С. 332-337.
140. Лисин, Е. М. Выбор оптимальной стратегии поведения генерирующей компании на РСВ в условиях неопределенности / Е. М. Лисин, А.Ю. Амелина, Ю. А., Анисимова, В. Стриелковски // Вектор науки ТГУ. – 2013. – № 4. – С. 63-68.
141. Лисин, Е. М. Исследование влияния методов распределения затрат на конкурентоспособность ТЭЦ на энергетических рынках / Е. М. Лисин, Т. М. Степанова, П. Г. Жовтяк // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. 2016. – № 6 (256). – С. 148-158.
142. Лисин, Е. М. Исследование возможностей федеральной целевой программы для финансирования проектов технологической платформы / Е. М. Лисин, Д. А. Смирнова. – М. : НИУ МЭИ // Труды 7-й международной школы-семинара молодых ученых «Энергосбережение – теория и практика». – 2014. – С. 235-241.
143. Лисин, Е. М. Исследование направлений развития региональных систем теплоснабжения в условиях объединения энергетических рынков Евразийского экономического союза / Е. М. Лисин, П. Г. Жовтяк, С. Ю. Балахонов, М. В. Скоблянова // Экономика и предпринимательство. – 2017. – № 6 (83). – С. 912-924.
144. Лисин, Е. М. Кластерная структура экономики промышленности (Раздел 11. Экономические аспекты развития технологий теплофикации в условиях энергорынка); под ред. А. В. Бабкина; СПб.: СПбГПУ, 2014. – 301 с.

145. Лисин, Е. М. Повышение экономической устойчивости региональных энергетических систем в условиях роста неравномерности энергопотребления / Е. М. Лисин, П. Г. Жовтяк, Г. Н. Курдюкова, Ю. А. Анисимова // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. Серия: Экономика и управление. – 2017. – № 4 (31). – С. 42-50.
146. Лисин, Е. М. Разработка модели инвестирования в проекты технологических платформ на основе реорганизации структурно-функциональных связей участников / О. В. Злышко, Е. М. Лисин // Креативная экономика. – 2013. – № 9 (81). – С. 43-58.
147. Лисин, Е. М. Разработка подхода к управлению стоимостью проектов российских технологических платформ / О. В. Злышко, Е. М. Лисин // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. – 2013. – № 9 (57). – С. 46-61.
148. Лисин, Е. М. Разработка стратегической инновации генерирующей компании на основе применения модели финансового изъятия на рынке электроэнергии / Е. М. Лисин, А. Ю. Амелина // Энергосбережение. Теория и практика. – 2012. – № 6. – С. 399-408.
149. Лисин, Е. М. Совершенствование методики технико-экономического обоснования выбора основного энергетического оборудования для газотурбинной электростанции / Е. М. Лисин, И. И. Комаров, Г. Н. Курдюкова, Е. В. Сухарева // Экономика и предпринимательство. – 2015. – № 8-1 (61-1). – С. 716-722.
150. Лисин, Е. М. Сравнительный анализ зарубежного и российского опыта создания технологических платформ в ключевых отраслях народного хозяйства / О. В. Злышко, Е. М. Лисин, В. Стриелковски // Экономика и управление. – 2012. – № 11 (85). – С. 36-47.
151. Лисин, Е. М. Патент РФ на полезную модель № 160537 «Когенерационная газотурбинная энергетическая установка» / В. О. Киндра, В. Д. Буров, Е. М. Лисин, И. И. Комаров, И. В. Гаранин. – 2016.
152. Лисин, Е. М. Предпосылки формирования и развития национальных энергосистем на основе технологий теплофикации / Е. М. Лисин, Ю. А. Анисимова, В. Стриелковски, А. А. Кочерова // Вестник Ивановского государственного университета. Серия: Экономика. – 2015 – № 1 (23). – С. 39-44.
153. Лисин, Е. М. Применение агентного подхода для моделирования экономического поведения энерготрейдеров на оптовом рынке электрической энергии / Е. М. Лисин, А. Н. Григорьева, В. Стриелковски // Экономика и управление. – 2013. – №. 1. – С. 103-108.

154. Лисин, Е. М. Разработка подхода к управлению стоимостью проектов российских технологических платформ / О. В. Злышко, Е. М. Лисин // Управление экономическими системами (электронный научный журнал). – 2013. – № 9 (57). – Режим доступа: [http://uecs.ru/index.php?option=com\\_flexicontent&view=items&id=2373](http://uecs.ru/index.php?option=com_flexicontent&view=items&id=2373).
155. Лисин, Е. М. Разработка и экономический анализ решений по организации комбинированного производства энергетических продуктов в условиях децентрализации электроэнергетики / Е. М. Лисин, В. О. Киндра, Ю. С. Маришкина, Ю. А. Анисимова // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. Серия: Экономика и управление. – 2017. – № 2 (29). – С. 79-84.
156. Лисин, Е. М. Разработка экономически обоснованной методики отбора инновационных проектов в рамках технологических платформ / Е. М. Лисин, Д. А. Смирнова. – М.: НИУ МЭИ // Труды 8-й международной школы-семинара молодых ученых «Энергосбережение – теория и практика». – 2016, – С. 497-500.
157. Лисин, Е. М. Совершенствование методики технико-экономического обоснования выбора основного энергетического оборудования для объекта тепловой генерации (на примере ГТЭС) / Е. М. Лисин, А. Н. Рогалев, И. И. Комаров. – М. : НИУ МЭИ // Труды 7-й международной школы-семинара молодых ученых «Энергосбережение – теория и практика». – 2014. – С. 219-224.
158. Лисин, Е. М. Совершенствование организационно-финансового механизма трансфера производственных технологий. дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Лисин Евгений Михайлович. – М., 2008. – 170 с.
159. Лисин, Е. М. Современные подходы к разработке моделей рынков электроэнергии и исследованию влияния рыночной силы на конъюнктуру энергорынка / Е. М. Лисин, В. Стриелковски, А. Н. Григорьева, Ю. А. Анисимова // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. – 2013. – № 1 (23). – С. 188-197.
160. Лисин, Е. М. Стратегии генерирующих компаний на оптовом рынке электроэнергии / В. Стриелковски, Д. Г. Шувалова, Е. М. Табачный, А. Н. Григорьева, А. О. Гуша // Прага: Карлов университет в Праге, 2013. – 143 с.
161. Лисин, Е. М. Теоретические аспекты моделирования структуры рынка электрической энергии / Е. М. Лисин, В. Стриелковски, А. Н. Григорьева, Ю. А. Анисимова // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. Серия: Экономика и управление. – 2013. – № 3 (14). – С. 33-37.
162. Лисин, Е. М. Устойчивое развитие: от глобальной идеи к разработке стратегии предприятия / Е. М. Лисин, Е. И. Павлова. – Тольятти : ТГУ // Сборник научных трудов

- IV международной конференции «Стратегическое планирование развития городов и регионов». – 2014 – С. 54-61.
163. Лисин, Е. М. Формирование инновационной стратегии генерирующей компании на РСВ с учетом особенностей ВСВГО / Е. М. Лисин, А. Ю. Амелина, В. Стриелковски // Экономика и управление. – 2013. – № 11 (97). – С. 80-85.
164. Лисин, Е. М. Экономика и управление отраслевыми рынками: учебник для вузов / Д. Г. Шувалова, Е. М. Лисин, Е. Ю. Абрамова. – М. : МЭИ, 2017. – 114 с.
165. Лисин, Е. М. Экономическая оценка перспектив инновационного развития энергомашиностроительной отрасли / Е. М. Лисин, С. Ю. Балахонов, В. В. Бологова, В. К. Лозенко // Инновации в менеджменте. – 2017. – № 12 (75-3). – С. 22-31.
166. Лисин, Е. М. Экономическая оценка повышения энергоэффективности проекта модернизации узла теплоснабжения / Е. М. Лисин, А. Ю. Амелина. – М. : НИУ МЭИ // Труды 6-й международной школы-семинара молодых ученых «Энергосбережение – теория и практика». – 2012. – С. 399-408.
167. Лисин, Е. М. Экономические перспективы технологий угольной генерации в России с учетом социальных и экологических аспектов / Е. М. Лисин, И. И. Комаров, Д. Г. Шувалова, Е. В. Сухарева // Экономика и предпринимательство. – 2015. – № 9-1 (62-1). – С. 78-87.
168. Лукашов, Г. А. Методические подходы к оценке энергетического потенциала региона / Г. А. Лукашов // Нефтегазовое дело. – 2011. – №. 2. – С. 347-354.
169. Лукашов, Г. А. Электроэнергетическая обеспеченность объединенных энергосистем Единой энергосистемы России / Г. А. Лукашов // Журнал. – 2015. – №. 4. – С. 78-89.
170. Лычкина, Н. Н. Имитационное моделирование экономических процессов: учебное пособие / Н. Н. Лычкина. – Москва : ИНФРА-М, 2012. – 250 с.
171. Мамаева, З. М. Экономико-математические методы и модели: учебное пособие / З. М. Мамаева – Нижний Новгород : ННГУ, 2010. – 62 с.
172. Макаров, А. А. Институту энергетических исследований РАН – 25 лет / А. А. Макаров, Т. А. Митрова, В. Л. Лихачёв, В. А. Малахов, С. П. Филиппов, Ф. В. Веселов, А. С. Макарова, О. А. Елисеева, Ю. А. Плакиткин, Л. С. Плакиткина. – Москва : Издательство ИНЭИ РАН, 2010. – 160 с.
173. Макаров, А. А. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / А. А. Макаров, Л. М. Григорьев, С. П. Филиппов, Т. А. Митрова, А. А. Галкина, Е. В. Гаврилова, О. А. Елисеева. – Москва : Издательство ИНЭИ РАН, 2013. – 110 с.

174. Макаров, А. А. Системные исследования развития энергетики / А. А. Макаров. – Москва : МЭИ, 2015. – 280 с.
175. Малышев, Е. А. Применение методов прогнозирования и планирования в энергетической отрасли Забайкальского края / Е. А. Малышев // Вестник Забайкальского государственного университета. – 2011. – №. 11. – С. 3-8.
176. Мелентьев, Л. А. Методология системных исследований в энергетике. Избранные труды. / Л. А. Мелентьев. – Москва : Издательство Наука, 1995. – 289 с.
177. Мелентьев, Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л. А. Мелентьев. – Москва : Высшая школа, 1982. – 319 с.
178. Методические материалы по разработке и реализации программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий: научно-методические материалы / под ред. Л. М. Гохберга – М.: НИУ ВШЭ, 2012. – 76 с.
179. Молодюк, В. В. Методы комплексного исследования и оптимизации систем электро- и теплоснабжения районов : дис. ... д-ра. техн. наук : 05.14.01 / Молодюк Виктор Владимирович. – М., 1995. – 288 с.
180. Мошин, А. Ю. Методология и экономический механизм инновационного стратегического управления энергетической безопасностью : дис. ... д-ра. экон. наук : 08.00.05 / Мошин Андрей Юрьевич. – М., 2011. – 480 с.
181. Мутовкина, Н. Ю. Семантическое определение типа агента в многоагентной системе. Проблема межагентного взаимодействия. / Н. Ю. Мутовкина, А. Ю. Ключин, В. Н. Кузнецов // Open Semantic Technologies for Intelligent Systems. – 2013. – STIS-2013. – С. 1-8.
182. Мухин, В. И. Исследование систем управления: учебник для вузов / В. И. Мухин. – М. : НИУ ВШЭ, 2003. – 384 с.
183. Набойченко, В. Зарубежный опыт интеграции энергорынков / В. Набойченко // Эффективное антикризисное управление. – 2015. – №. 5 (92). – С. 45-51.
184. Нейман, Д. Теория игр и экономическое поведение / Д. Нейман, О. Моргенштерн. – М. : Издательство Наука, 1970. – 707 с.
185. Неуймин, В. М. Проблемы освоения энергоблоков ПГУ / В. М. Неуймин // Повышение надежности и эффективности эксплуатации электрических станций и энергетических систем: труды II Всероссийской научно-практической конференции. – М. : Издательский дом МЭИ, 2012. – С. 228-230.

186. Непомнящий, В. А. Новые подходы к прогнозированию развития электроэнергетики / В. А. Непомнящий. – Москва : Издательство ИНП РАН // Открытый семинар «Экономика энергетики» (семинар А.С. Некрасова). – 2014. – 73 с.
187. Новицкий, И. Ю. Энергетическая безопасность как фактор международного развития / И. Ю. Новицкий, А. Е. Алексеев, Т. С. Пшава, В. Н. Женжебир, А. В. Шестов // Интернет-журнал Науковедение. – 2015. – Т. 7. – №. 6 (31). – С. 1-16.
188. Отчет о научно-исследовательской работе «Исследование условий работы теплофикационных установок с аккумуляторами сетевой воды (АСВ) на энергообъектах ИнтерРАО» – М.: МЭИ, 2012. – 203 с.
189. Отчет о научно-исследовательской работе «Распределение условно -переменных затрат на ТЭЦ между теплом и электроэнергией по треугольнику Гинтера» – М.: АО «ВТИ», 2013. – 233 с.
190. Отчет о научно-исследовательской работе «Разработка методики формирования оптимальной структуры мощности современной теплофикационной электростанции, работающей в условиях конкурентного энергорынка» – М.: МЭИ, 2016. – 252 с.
191. Отчет о научно-исследовательской работе «Исследование процесса межстрановой энергетической интеграции и разработка экономико-математических моделей формирования и развития транснациональных энергетических систем и объединенных электроэнергетических рынков на их основе» – М.: МЭИ, 2017. – 175 с.
192. Павлова, А. В. Математические основы теории систем: конспект лекций / А. В. Павлова. – Минск : Издательство Белорусского государственного университета информатики и радиоэлектроники, 2004. – 136 с.
193. Папушкин, В. Н. Методика расчета радиуса эффективного теплоснабжения для схем теплоснабжения / В. Н. Папушкин, С. О. Полянцев, А. П. Щербаков, А. А. Храпков // Новости теплоснабжения. – 2014. – №. 9. – С. 44-47.
194. Пименов, В. В. Инструменты развития промышленной политики России на современном этапе трансформации экономики / В. В. Пименов, А. В. Быстров, Л. Б. Калиматова // Вестник Российского экономического университета им. Г.В. Плеханова. – 2017. – №. 1 (91) . – С. 105-116.
195. Подковальников, С. В. Интеграция мировой электроэнергетики–путь к созданию Глобального энергообъединения / С. В. Подковальников, В. А. Савельев, Л. Ю. Чудинова // ИСЭМ СО РАН. – 2016. – 17 с.

196. Подковальников, С. В. Перспективы электроэнергетической кооперации России и стран Северо-Восточной Азии / С. В. Подковальников, В. А. Савельев, Л. Ю. Чудинова // Проблемы прогнозирования. – 2015. – №. 4. – С. 118-130.
197. Полищук, В. И. Общая энергетика: учебное пособие / В. И. Полищук, Ю. С. Боровиков. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2013. – 201 с.
198. Попель, О. С. Исследование и разработка систем энергоснабжения с использованием возобновляемых источников энергии : дис. ... д-ра. техн. наук : 05.14.01 / Попель Олег Сергеевич. – М., 2007. – 314 с.
199. Промышленное производство в России. 2016 : Статистический сборник / Ред. колл.: Е. Ю. Базылева, М. В. Бражевская, Н. А. Власенко, Е. В. Зарубина, Е. В. Кулагина, В. С. Осьмаков, Н. И. Потявина, В. Я. Роговая, М. А. Сабельникова, В. Е. Струкова, Е. В. Суворов, Е. А. Шустова – М.: Росстат, 2016. – 349 с.
200. Ратманова, И. Д. Анализ взаимодействий энергетики и экономики в период рыночных преобразований : дис. ... д-ра. техн. наук : 05.13.12, 05.13.01 / Ратманова Ирина Дмитриевна. – М., 2007. – 330 с.
201. Ратманова, И. Д. Формирование сводного топливно-энергетического баланса в рамках региональной информационно-аналитической системы / И. Д. Ратманова, М. А. Кулешов // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2014. – №. 4. – С. 58-63.
202. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2017. Статистический сборник / Ред. колл.: Н. С. Бугакова, М. И. Гельвановский, Ф. Ф. Глисин, Л. М. Гохберг, В. Б. Житков, В. В. Климанов, О. В. Кузнецова, Е. Е. Скатерщикова, В. Е. Струкова, И. В. Харламова – М.: Росстат, 2017. – 1404 с.
203. Резниченко, Н. В. Модели государственно-частного партнерства / Н. В. Резниченко // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия «Менеджмент». – 2010. – № 4. – С. 58-83.
204. Рогалев, Н. Д. Экономика энергетики: учебное пособие для вузов / Н. Д. Рогалев, А. Г. Зубкова, И. В. Мастерова. – М. : Издательство МЭИ, 2005. – 288 с.
205. Розанова, Н. М. Экономика отраслевых рынков: учебник для вузов / Н. М. Розанова. – М. : Юрайт, 2010. – 906 с.
206. Российский статистический ежегодник. 2016 : Статистический сборник / Ред. колл.: Э. Ф. Баранов, Н. С. Бугакова, М. И. Гельвановский, Л. М. Гохберг, С. Н. Егоренко, В. В. Елизаров, В. Б. Житков, Ю. Н. Иванов, А. Л. Кевеш, А. Е. Косарев, К. Э. Лайкам, И. Д.

- Масакова, В. Н. Нестеров, Г. К. Оксенойт, О. П. Рыбак, Б. Т. Рябушкин, А. А. Татаринцов, А. В. Хорошилов – М.: Росстат, 2016. – 725 с.
207. Российский статистический ежегодник. 2017 : Статистический сборник / Ред. колл.: Э. Ф. Баранов, Т. С. Безбородова, Н. С. Бугакова, М. И. Гельвановский, Л. М. Гохберг, С. Н. Егоренко, В. В. Елизаров, В. Б. Житков, Ю. Н. Иванов, А. Л. Кевеш, А. Е. Косарев, К. Э. Лайкам, И. Д. Масакова, В. Н. Нестеров, Г. К. Оксенойт, О. П. Рыбак, Б. Т. Рябушкин, М. А. Сабельникова, А. А. Татаринцов, К. А. Тузов, А. В. Хорошилов – М.: Росстат, 2017. – 689 с.
208. Россия в цифрах. 2016. Статистический сборник / Ред. колл.: Э. Ф. Баранов, Н. С. Бугакова, М. И. Гельвановский, Л. М. Гохберг, С. Н. Егоренко, В. В. Елизаров, В. Б. Житков, Ю. Н. Иванов, А. Л. Кевеш, А. Е. Косарев, К. Э. Лайкам, И. Д. Масакова, В. Н. Нестеров, Г. К. Оксенойт, О. П. Рыбак, Б. Т. Рябушкин, А. А. Татаринцов, В. М. Тумарев, А. В. Хорошилов – М.: Росстат, 2016. – 545 с.
209. Руденко, Ю. Н. Надежность систем энергетики / Ю. Н. Руденко, И. А. Ушаков. – Новосибирск : Наука, 1989. – 328 с.
210. Рудник, П. Б. Технологические платформы в практике российской инновационной политики / П. Б. Рудник // Форсайт ; т. 5. – 2011. – № 1. – С. 16-25.
211. Рыбкин, В. К. Стратегия развития топливно-энергетического комплекса региона : дис. ... д-ра. экон. наук : 08.00.05 / Рыбкин Владимир Константинович. – М., 1999. – 369 с.
212. Рясин, В. И. Энергетическая безопасность региона в условиях реформирования электроэнергетики : дис. ... д-ра. экон. наук : 08.00.05 / Рясин Владимир Игоревич. – М., 2006. – 363 с.
213. Рясин, В. И. Энергетическая безопасность региона как системообразующий фактор экономической безопасности / В. И. Рясин // Вестник ИГЭУ. – 2005. – №. 2. – С. 1-3.
214. Семенов, В. Г. Теплофикация в современных рыночных условиях / В. Г. Семенов // Надежность и безопасность энергетики. – 2012. – №. 17. – С. 4-11.
215. Сендеров, С. М. Методология и практика исследования проблем энергетической безопасности России с выделением роли газовой отрасли : дис. ... д-ра. техн. наук : 05.14.01 / Сендеров Сергей Михайлович. – М., 2008. – 382 с.
216. Сергеев, Н. Н. Формирование системы энергетической безопасности Российской Федерации / Н. Н. Сергеев // Вестник АГТУ. – 2016. – №. 1. – С. 14-20.
217. Снетков, Н. Н. Имитационное моделирование экономических процессов: учебно-практическое пособие / Н. Н. Стенков. – М. : Изд. центр ЕАОИ, 2008. – 228 с.



218. Созинов, В. А. Исследование систем управления: конспект лекций / В. А. Созинов. – Луганск : Издательство ВГУЭС, 2004. – 237 с.
219. Соловьева, А. С. Варианты развития топливно-энергетического комплекса / А. С. Соловьева // Вестник Чувашского университета. – 2006. – №. 6. – С. 452-457.
220. Стенников, В. А. Методы комплексного преобразования систем централизованного теплоснабжения в новых экономических условиях : дис. ... д-ра. техн. наук : 05.14.01 / Стенников Валерий Алексеевич. – М., 2002. – 386 с.
221. Стенников, В. А. Проблемы развития теплового хозяйства России и пути их решения / В. А. Стенников. – Москва : Издательство ИНП РАН // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». – 2008. – 95 с.
222. Стенников, В. А. Универсальная инструментальная платформа разработки программного обеспечения для математического моделирования и оптимизации теплоснабжающих систем / В. А. Стенников, Е. А. Бархатенко, Д. В. Соколов // Коммунальное хозяйство городов. – 2011. – №. 101. – С. 441-449.
223. Стофт, С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии / С. Стофт. – М. : Мир, 2006. – 624 с.
224. Стратегическая программа исследований технологической платформы «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» / под ред. А. В. Клименко – М.: Издательство журнала Альтернативные источники энергии, 2012. – 23 с.
225. Суслов, Н. И. Анализ взаимодействий энергетики и экономики в период рыночных преобразований : дис. ... д-ра. экон. наук : 08.00.05 / Суслов Никита Иванович. – М., 2001. – 395 с.
226. Суслов, Н. И. Экономическая глобализация и проблемы национальной и международной безопасности / Н. И. Суслов, Е. Н. Мельтенисова // Проблемы современной экономики. – 2012. № 2 (42). – С. 119-122.
227. Трачук, А. В. Конкурентные стратегии поставщиков оптового рынка электроэнергии и мощности / А. В. Трачук // Контроллинг – 2010. – № 1, С. 76-81.
228. Трачук, А. В. Теоретико-методологическое обоснование совершенствования механизма деятельности естественных монополий : дис. ... д-ра. экон. наук : 08.00.05 / Трачук Аркадий Владимирович. – М., 2010. – 456 с.
229. Трухний, А. Д. Основы современной энергетики: курс лекций для менеджеров энергетических компаний: в двух ч. / А. Д. Трухний, А. А. Макаров, В. В. Клименко. – Москва : Издательство МЭИ, 2003. – 278 с.

230. Угольницкий, Г. А. Равновесия в моделях иерархически организованных динамических систем управления с учетом требований устойчивого развития / Г. А. Угольницкий, А. Б. Усов // Автоматика и телемеханика. – 2014. – № 6. – С. 86-102.
231. Уланов, Д. А. Оптимальная стратегия генерации электрической энергии на ТЭС / Д. А. Уланов, В. П. Жуков, Е. В. Барочкин, Г. В. Ледуховский // Вестник Ивановского государственного энергетического университета – 2009. – № 1. – С. 14-16.
232. Филатов, А. Ю. Математические модели несовершенной конкуренции: учебное пособие / А. Ю. Филатов, Н. И. Айзенберг. – Екатеринбург : Издательство Иркутского государственного университета, 2012. – 108 с.
233. Филатов, А. Ю. Модели олигополии: современное состояние / А. Ю. Филатов. – Иркутск : Издательство ИСЭМ СО РАН // Сборник научных трудов «Теория и методы согласования решений». – 2009. – С. 29-60.
234. Филиппов, С. П. Методологические и практические основы энергосбережения в энергетических системах и комплексах для устойчивого развития Байкальского региона : дис. ... д-ра. техн. наук в форме научного доклада : 05.14.01 / Филиппов Сергей Петрович. – М., 1997. – 89 с.
235. Хомутов, О. И. Моделирование оптового рынка электроэнергии и на основе агентно-ориентированных моделей / О. И. Хомутов, А. Н. Попов, О. А. Штраухман, О. Л. Никитина // Ползуновский вестник – 2011. – № 2/1. – С. 14-19.
236. Чернышов, В. Н. Теория систем и системный анализ: учебное пособие / В. Н. Чернышов, А. В. Чернышов. – Тамбов : Издательство Тамбовского государственного технического университета, 2008. – 47 с.
237. Чубайс, А. Б. Экономика и управление в современной электроэнергетике: пособие для менеджеров электроэнергетических компаний / А. Б. Чубайс. – М. : НП "КОНЦ ЕЭС", 2009. – 615 с.
238. Шамина, Л. К. Моделирование как возможность прогнозирования результатов деятельности экономической системы / Л. К. Шамина // Социально-экономическое положение России в новых геополитических и финансово-экономических условиях: реалии и перспективы развития. – 2008. – № 5. – С. 69-73.
239. Шаститко, А. Е. Распределение издержек, регулирование и стимулы в сфере совместного производства товаров / А. Е. Шаститко, А. И. Мелешкина, А. А. Шаститко // Вестник Московского университета. – 2015. – № 1. – С. 18-40.
240. Шатохина, Н. В. Анализ подходов к решению многокритериальной задачи поиска вариантов развития предприятия / Н. В. Шатохина, Е. М. Реутова // Открытые

информационные и компьютерные интегрированные технологии. – 2009. – № 42. – С. 179-184.

241. Широ́в, А. А. Опыт разработки инструментария долгосрочного макроэкономического прогнозирования / А. А. Широ́в, А. А. Янтовский // Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. – 2008. – №. 6. – С. 96-110.
242. Ши́ряева, Л. В. Основы функционирования рынков электроэнергии: учебно-методическое пособие / Л. В. Ши́ряева. – Москва : Издательство ЗАО «УК КЭУ», 2009. – 381 с.
243. Экономика и социология. Спецвыпуск: «Топливо-энергетический комплекс Востока России: приоритеты, проблемы и механизмы направлений развития», ИЭОПП СО РАН, Новосибирск, 2010. – 308 с.

#### Электронные ресурсы

244. Годовой отчет ПАО «АТС» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / ПАО «АТС». – Режим доступа: <http://www.atsenergo.ru>. (дата обращения: 18.04.2018)
245. Годовой отчет ПАО «ОГК-2» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / ПАО «ОГК-2». – Режим доступа: <http://www.ogk2.ru>. (дата обращения: 18.04.2018)
246. Годовой отчет ПАО «Юнипро» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / ПАО «Юнипро». – Режим доступа: <http://www.unipro.energy>. (дата обращения: 18.04.2018)
247. Годовой отчет ПАО «Мосэнерго» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / ПАО «Мосэнерго». – Режим доступа: <http://www.mosenergo.ru/>. (дата обращения: 18.04.2018)
248. Годовой отчет ПАО «Интер РАО» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / ПАО «Интер РАО». – Режим доступа: <http://interra.ru/>. (дата обращения: 18.04.2018)
249. Годовой отчет ПАО «Квадра» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / ПАО «Квадра». – Режим доступа: <http://www.quadra.ru/>. (дата обращения: 18.04.2018)
250. Годовой отчет ПАО «Т Плюс» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / ПАО «Т Плюс». – Режим доступа: <http://www.tplusgroup.ru/>. (дата обращения: 18.04.2018)
251. Годовой отчет ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго». – Режим доступа: <http://ekoenergo.lukoil.ru/ru/>. (дата обращения: 18.04.2018)
252. Годовой отчет АО «РАО Энергетические системы Востока» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / АО «РАО Энергетические системы Востока». – Режим доступа: <http://www.rao-esv.ru/>. (дата обращения: 18.04.2018)

253. Годовой отчет Госкорпорации «Росатом» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / ГК «Росатом». – Режим доступа: <http://www.rosatom.ru>. (дата обращения: 18.04.2018)
254. Годовой отчет ПАО «РусГидро» (2010-2016 годы) [Электронный ресурс] / ПАО «РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>. (дата обращения: 18.04.2018)
255. Годовой отчет Фонда развития промышленности (за 2017 год) [Электронный ресурс] / Фонд развития промышленности. – Режим доступа: <http://frprf.ru/download/godovoy-otchet-fonda-za-2017-god.pdf>. (дата обращения: 18.04.2018)
256. Голубков, Е. П. Системный анализ как методологическая основа принятия решений [Электронный ресурс] / Е. П. Голубков – Режим доступа: <http://www.mevriz.ru/articles/2003/3/1545.html>. (дата обращения: 18.04.2018)
257. ГОСТ 21027-75. Системы энергетические. Термины и определения. [Электронный ресурс] / Электронная библиотека «ГОСТы и нормативы». – Режим доступа: <http://www.docload.ru>. (дата обращения: 18.04.2018)
258. ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения. [Электронный ресурс] / Электронная библиотека «ГОСТы и нормативы». – Режим доступа: <http://www.docload.ru>. (дата обращения: 18.04.2018)
259. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка [Электронный ресурс] / НП Совет рынка. – Режим доступа: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/std/index.htm>. (дата обращения: 18.04.2018)
260. Доклад о комплексном развитии регионов Дальнего Востока (2017 год) [Электронный ресурс] / Минвостокразвития России. – Режим доступа: <https://minvr.ru/upload/doc/22-12-2017/doklad-o-kompleksnom-razvitii-dalnego-vostoka.pdf>.
261. Доклад о состоянии конкуренции в Российской Федерации (2016 год) [Электронный ресурс] / Федеральная антимонопольная служба. – Режим доступа: <http://www.fas.gov.ru>. (дата обращения: 18.04.2018)
262. Зарубежная электроэнергетика [Электронный ресурс] / НП Совет рынка. – Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/norem/information/foreignelectricity/> (дата обращения: 18.04.2018)
263. Индексы потребительских цен по Российской Федерации в 1991 - 2018 гг. [Электронный ресурс] / Федеральная служба государственной статистики. – Режим доступа: <http://www.gks.ru>. (дата обращения: 18.04.2018)
264. Киндинова, В. В. Системная динамика в задачах анализа поведения рынка олигополии [Электронный ресурс] / В. В. Киндинова – Режим доступа: <http://simulation.su/uploads/files/default/immod-2009-2-104-108.pdf>. (дата обращения: 18.04.2018)

265. Кондрашов, А. А. Основные принципы модели оптового рынка электрической энергии и мощности [Электронный ресурс] : презентация / А. А. Кондрашов. – М., 2011. – 30 с. – Режим доступа: [www.unipro.energy/files/556/](http://www.unipro.energy/files/556/) (дата обращения: 18.04.2018)
266. Международное энергетическое агенство. Уроки, извлеченные из либерализации рынков электроэнергии [Электронный ресурс] / МЭА. – Режим доступа: [http://www.iea.org/russian/pdf/ElectricityMarket\\_Russian.pdf](http://www.iea.org/russian/pdf/ElectricityMarket_Russian.pdf). (дата обращения: 18.04.2018)
267. Модель конкурентного отбора заявок для выбора оборудования [Электронный ресурс] / АО «СО ЕЭС». – Режим доступа: <http://www.so-ups.ru>. (дата обращения: 18.04.2018)
268. Объемы и индексы по ОЭС Востока (Операционные сутки – 01.08.2017) [Электронный ресурс] / ОАО «АТС». – Режим доступа: <http://www.atsenergo.ru>. (дата обращения: 18.04.2018)
269. Оптовые рынки электроэнергии за рубежом [Электронный ресурс] / НП Совет рынка. – Режим доступа: [http://www.np-sr.ru/idc/groups/public/documents/sr\\_pages/sr\\_0v010342.doc](http://www.np-sr.ru/idc/groups/public/documents/sr_pages/sr_0v010342.doc). (дата обращения: 18.04.2018)
270. Отчет о функционировании ЕЭС России (2010-2017 годы) [Электронный ресурс] / Системный оператор ЕЭС. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=ups\\_reports](http://so-ups.ru/index.php?id=ups_reports).
271. О фонде [Электронный ресурс] / Фонд Развития промышленности. – Режим доступа: <http://frprf.ru/o-fonde/>. (дата обращения: 18.04.2018)
272. Паспорта программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий [Электронный ресурс] / Минэкономразвития России. – Режим доступа: <http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/innovations/>. (дата обращения: 18.04.2018)
273. Перечень технологических платформ [Электронный ресурс] / Минэкономразвития России – Режим доступа: <http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/innovations/> (дата обращения: 18.04.2018)
274. Перечень федеральных целевых программ и федеральных программ развития регионов, предусмотренных к финансированию из федерального бюджета на 2017 год [Электронный ресурс] / Минэкономразвития России. – Режим доступа: <http://fcp.economy.gov.ru/cgi-bin/cis/fcp.cgi/Fcp/FcpList/> (дата обращения: 18.04.2018)
275. Регламенты ОРЭМ [Электронный ресурс] / НП Совет рынка. – Режим доступа: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/> (дата обращения: 18.04.2018)

276. Российская электроэнергетика [Электронный ресурс] / НП Совет рынка. – Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/norem/information/russianelectricity/>. (дата обращения: 18.04.2018)
277. Система договоров оптового рынка электроэнергии, обеспечивающая куплю-продажу электрической энергии [Электронный ресурс] / Администратор торговой системы. – Режим доступа: <https://www.atsenergo.ru/n/ATS072645>. (дата обращения: 18.04.2018)
278. Смирнова, Л. В. Двухуровневая игра с веерной иерархией на нижнем уровне / Л. В. Смирнова // Интернет-библиотека ГОУ ВПО «РосЗИТЛП» : [Электронный ресурс] / ГОУ ВПО «РосЗИТЛП». – 2014. – 15 стр. Режим доступа: <http://roszitlp.ru/images/16word.doc>. (дата обращения: 18.04.2018)

#### Литература на иностранных языках

279. Borenstein, S. The trouble with electricity markets: Understanding California's restructuring disaster // *Journal of Economic Perspective*. 2002. Vol. 16(1). pp. 191-211.
280. Federal energy regulatory commission White Paper. Wholesale Power Market Platform [Электронный ресурс] / Federal Energy Regulatory Commission. – Режим доступа: [http://www.hks.harvard.edu/hepg/Standard\\_Mkt\\_dsgn/FERC\\_White\\_paper\\_042803.pdf](http://www.hks.harvard.edu/hepg/Standard_Mkt_dsgn/FERC_White_paper_042803.pdf). (дата обращения: 18.04.2018)
281. Kahneman, D. Choices, values and frames / D. Kahneman, A. Tversky // New York: Cambridge University Press. 2000. Vol. 39(4). pp. 341-350.
282. Lisin, E. Analysis of competitiveness: energy sector and the electricity market in Russia / E. Lisin, Y. Marishkina, W. Strielkowski, D. Streimikiene // *Economic Research-Ekonomiska Istraživanja*. 2017. Vol. 30. pp. 1820-1828.
283. Lisin, E. Business competitiveness of Russian power plants in current market situation / E. Lisin, V. Lozenko, I. Komarov, O. Zlyvko // *Transformations in Business & Economics*. 2015. Vol. 14(2B). pp. 557-575.
284. Lisin, E. Data Algorithms for Processing and Analysis of Unstructured Text Documents / A. Borodkin, E. Lisin, W. Strielkowski // *Applied Mathematical Sciences*. 2014. Vol. 25. pp. 1213 – 1222.
285. Lisin, E. Design and feasibility study of energy-conserving thermal schemes for gas turbine-based CHP / E. Lisin, V. Kindra, A. Egorov, G. Kurdiukova // *Contemporary Engineering Sciences*. 2016. Vol. 9(32). pp. 1559 – 1574.

286. Lisin, E. Determinants of innovation in small and medium enterprises / E. Lisin, M. Ehrenberger, W. Strielkowski // Proceedings of the 7th International Scientific Conference Finance and Performance of Firms in Science, Education and Practice. 2015. pp. 274-287.
287. Lisin, E. Development and research of structural and technological modernization scenarios of power engineering in power market conditions / E. Lisin // Journal of Physics: Conference Series. 2017. Vol. 891(1). 012198. P. 6.
288. Lisin, E. Development and study of the nearest neighbors weighing formulae for documentary data classification / A. Borodkin, E. Lisin, V. Tolcheev, V. Korkin // Global Journal of Pure and Applied Mathematics. 2016. Vol. 12(5). pp. 4455-4466.
289. Lisin, E. Economic analysis of heat and electricity production in the decentralisation of the Russian energy sector / E. Lisin, V. Kindra, W. Strielkowski, O. Zlyvko, R. Bartkute // Transformations in Business and Economics. 2017. Vol. 16(2). pp. 75-88.
290. Lisin, E. Economic analysis of industrial development: a case of Russian Coal Industry / E. Lisin, W. Strielkowski, E. Krivokora // Montenegrin Journal of Economics. 2016. Vol. 12(4). pp. 129-139.
291. Lisin, E. Economic and business aspects of Russian energy market: development of combined heat and power technologies / E. Lisin, I. Garanin, W. Strielkowski, S. Kritkova // Transformations in Business & Economics. 2015. Vol. 14(1). pp. 251-267.
292. Lisin, E. Economic aspects of innovations in energy storage / W. Strielkowski, E. Lisin // International Journal of Energy Economics and Policy. 2017. Vol. 7(1). pp. 62-66.
293. Lisin, E. Economic efficiency and transformation of the Russian energy sector / E. Lisin, W. Strielkowski, I. Garanin // Economic Research-Ekonomska Istraživanja. 2015. Vol. 28(1). pp. 620-630.
294. Lisin, E. Economic prospects and development of the power industry in Russia / E. Lisin, G. Kurdiukova, W. Strielkowski // Journal of International Studies. 2016. Vol. 9(3). pp. 178 - 190.
295. Lisin, E. Energy security and economic development: Renewables and the integration of energy systems / V. Melas, E. Lisin, M. Tvaronavičiene, G. Peresadko, R. Radwański // Journal of Security and Sustainability Issues. 2017. Vol. 7(1). pp. 133-140.
296. Lisin, E. Improving the methodology of main power equipment choice for the gas turbine plants / E. Lisin, W. Strielkowski, I. Komarov, I. Garanin // Electronics. 2015. Vol. 19(2). pp. 20-27.

297. Lisin, E. Mathematical and economic model of Generators' strategies in wholesale electricity markets / Lisin E., Amelina A., Strielkowski W., Lozenko V., Zlyvko O. // *Applied Mathematical Sciences*. 2015. Vol. 9(140). pp. 6997-7010.
298. Lisin, E. Mathematical approach to Wholesale Power and Capacity Market Regulation / E. Lisin, A. Amelina, O. Konova, I. Cabelkova, W. Strielkowski // *Applied Mathematical Sciences*. 2014. Vol. 8(156). pp. 7765-7773.
299. Lisin, E. Mathematical simulation of cost allocation at electric power plant with combined energy production / E. Lisin, G. Kurdiukova, V. Lozenko, N. Bychkov// *International Journal of Applied Engineering Research*. 2016. Vol. 11(22). pp. 11089-11094.
300. Lisin, E. Methodology and feasibility of the choice for gas turbine plant main power equipment / E. Lisin, W. Strielkowski, I. Komarov, O. Konova // *Energy Education Science and Technology Part A: Energy Science and Research*. 2015. Vol. 33(5). pp. 2641-2650.
301. Lisin, E. Modelling new economic approaches for the wholesale energy markets in Russia and the EU / E. Lisin, W. Strielkowski // *Transformations in Business and Economics*. 2014. Vol. 13(32B). pp. 566-580.
302. Lisin, E. Optimizing energy contracts for business enterprises and companies / W. Strielkowski, E. Lisin // *Terra Economicus*. 2016. 14(2). pp. 100-109.
303. Lisin, E. Sustainability and competitiveness at the wholesale electricity markets / E. Lisin, W. Strielkowski, G. Kurdiukova, V. Kindra // *Proceedings of 28th International Business Information Management Association Conference. Vision 2020: Innovation Management, Development Sustainability, and Competitive Economic Growth*. – Seville, Spain: Universidad de Sevilla. 2016. pp. 399-408.
304. Lisin, E. Sustainable development of regional heat supply systems in the context of the Eurasian Economic Union energy markets association / E. Lisin, V. Kindra, Z. Horvathova // *Journal of Security and Sustainability Issues*. 2017. Vol. 6(4). pp. 745-760.
305. Lisin, E. Sustainable development of regional power systems and the consumption of electric energy / E. Lisin, D. Shuvalova, I. Volkova, W. Strielkowski // *Sustainability*. 2018. Vol. 10(4). pp. 1111-1122.
306. Lisin, E. Sustainable modernization of the Russian power utilities industry / E. Lisin, A. Rogalev, I. Komarov, W. Strielkowski // *Sustainability*. 2015. Vol. 7(9). pp. 11378-11400.
307. Lisin, E. The day-ahead energy market forecasting in Russian Federation: a Case Study of Siberia / A. Filatov., E. Lisin, E. Smirnova // *Montenegrin Journal of Economics*. 2015. T. 11. Vol. 2. pp. 125-134.



308. Lisin, E. Thermal efficiency of cogeneration units with multi-stage reheating for Russian municipal heating systems / E. Lisin, A. Sobolev, W. Strielkowski, I. Garanin // *Energies*. 2016. Vol. 9(4). pp. 269-287.
309. Lisin, E. Towards energy security: sustainable development of electrical energy storage / W. Strielkowski, E. Lisin, M. Tvaronaviciene // *Journal of Security and Sustainability Issues*. 2016. Vol. 6(2). pp. 43-52.
310. Macal, C. Tutorial on agent-based modeling and simulation. Proceedings of the Simulation Conference / C. Macal, M. North // Center for Complex Adaptive Systems Simulation (CAS). Argonne National Laboratory. 2005. pp. 14.
311. North, M. E-laboratories: agent-based modeling of electricity markets. / M. North, G. Conzelmann, V. Koritarov, C. Macal, P. Thimmapuram, T. Veselka // *American Power Conference*. 2002. 45 p.
312. Roth, A. Learning in extensive-form games: Experimental data and simple dynamic models in the intermediate term / A. Roth, I. Erev // *Games and Economic Behavior*. 1995. Vol. 8. pp. 164-212.
313. Sun, J. U.S. financial transmission rights: Theory and practice, Economics Working Paper / J. Sun // Economics Department, Iowa State University. 2006. Vol. 05008.
314. Tesfatsion, L. Handbook of Computational Economics, Vol. 2: Agent-Based Computational Economics / L. Tesfatsion, L. Kenneth // *Handbooks in Economics Series*, North-Holland, Amsterdam. 2006. P. 904.
315. Tesfatsion, L. *Handbooks in Economics Series*, North-Holland, 2006 [Электронный ресурс] / ACE Research Area. – Режим доступа: [www.econ.iastate.edu/tesfatsi/hbase.htm](http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/hbase.htm).
316. Tesfatsion, L. Market power and efficiency in a computational electricity market with discriminatory double-auction pricing / L. Tesfatsion, J. Nicolaisen, V. Petrov // *ISU Economic Report*. 2001. Vol. 5(5). pp. 504-523.
317. Tesfatsion, L. Restructured electricity markets [Электронный ресурс] / ACE Research Area. 2007. – Режим доступа: <http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/> (дата обращения: 18.04.2018)
318. Tesfatsion, L. The AMES market package (Java): A free open-source test bed for the agent-based modeling of electricity systems / [Электронный ресурс] ACE Research Area. 2007. – Режим доступа: <http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/AMESMarketHome.htm>. (дата обращения: 18.04.2018)
319. Tversky, A. The framing of decisions and the psychology of choice / A. Tversky, D. Kahneman // *Science, New Series*. 1981. Vol. 211(4481). pp. 453-458.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Таблица А.1 – Соотношения различных уровней территориального районирования страны и энергосистем

Федеральный округ	Экономический район	Субъект РФ	Районная энергосистема	РДУ	Принадлежность к ОЭС /ОДУ
Дальневосточный	Дальневосточный	Камчатский край	Изолированные ЭС		
		Сахалинская область			
		Магаданская область			
		Чукотский АО			
		Республика Саха (без южной части)			
		Республика Саха (южная часть)	Амурская	Амурское	ОЭС Востока / ОДУ Востока
		Амурская область			
		Приморский край	Приморская	Приморское	
		Хабаровский край	Хабаровская	Хабаровское	
		Еврейская автономная область			
Сибирский	Западно-Сибирский	Республика Алтай	Алтайская	Новосибирское	ОЭС Сибири / ОДУ Сибири
		Алтайский край			
	Восточно-Сибирский	Республика Бурятия	Бурятская	Бурятское	
		Красноярский край	Красноярская	Красноярское	
		Республика Тыва			
		Республика Хакасия	Хакасская	Хакаское	
		Забайкальский край	Забайкальская	Забайкальское	
		Иркутская область	Иркутская	Иркутское	
	Западно-Сибирский	Кемеровская область	Кузбасская	Кемеровское	
		Томская область	Томская		
		Новосибирская область	Новосибирская	Новосибирское	
		Омская область	Омская	Омское	
	Уральский		Тюменская область	Тюменская	
Ханты-Мансийский АО					
Ямало-Ненецкий АО					

Продолжение таблицы А.1

Приволжский	Уральский	Свердловская область	Свердловская	Свердловское	ОЭС Средней Волги / ОДУ Средней Волги
		Курганская область	Курганская		
		Челябинская область	Челябинская	Челябинское	
		Республика Башкортостан	Башкирская	Башкирское	
		Оренбургская область	Оренбургская	Оренбургское	
		Пермский край	Пермская	Пермское	
	Волго-Вятский	Кировская область	Кировская		
	Уральский	Республика Удмуртия	Удмуртская	Пензенское	
	Волго-Вятский	Республика Мордовия	Мордовская		
	Поволжский	Пензенская область	Пензенская	Самарское	
		Самарская область	Самарская		
		Ульяновская область	Ульяновская		
		Саратовская область	Саратовская	Саратовское	
	Волго-Вятский	Нижегородская область	Нижегородская	Нижегородское	
Чувашская Республика		Чувашская			
Республика Марий Эл		Марийская			
Поволжский	Республика Татарстан	Татарстана	Татарстана		
Центральный	Центральный	Москва	Московская	Московское	ОЭС Центра / ОДУ Центра
		Московская область			
	Центрально-Черноземный	Белгородская область	Белгородская	Белгородское	
	Центральный	Владимирская область	Владимирская	Владимирское	
	Центрально-Черноземный	Воронежская область	Воронежская	Воронежское	
	Центральный	Ивановская область	Ивановская	Костромское	
		Костромская область	Костромская		
	Центрально-Черноземный	Курская область	Курская	Курское	
	Центральный	Орловская область	Орловская	Липецкое	
	Центрально-Черноземный	Липецкая область	Липецкая		
		Тамбовская область	Тамбовская		
	Центральный	Рязанская область	Рязанская	Рязанское	

Продолжение таблицы А.1

		Брянская область	Брянская	Смоленское	
		Смоленская область	Смоленская		
		Калужская область	Калужская		
		Тверская область	Тверская		Тверское
		Тульская область	Тульская		Тульское
		Ярославская область	Ярославская		Ярославское
Северо-Западный	Северный	Вологодская область	Вологодская	Вологодское	ОЭС Северо-Запада / ОДУ Северо-Запада
	Северо-Западный	Санкт-Петербург	Ленинградская	Ленинградское	
		Ленинградская область			
	Северный	Мурманская область	Кольская (Мурманская)	Кольское	
	Калининградский	Калининградская область	Калининградская	Балтийское	
	Северо-Западный	Новгородская область	Новгородская	Новгородское	
		Псковская область	Псковская		
	Северный	Архангельская область	Архангельская	Архангельское	
		Ненецкий АО			
		Республика Карелия			
Республика Коми		Коми			Коми
Южный	Северо-Кавказский	Республика Адыгея	Кубанская	Кубанское	ОЭС Юга / ОДУ Юга
		Краснодарский край			
	-	Республика Крым	Крымская	Черноморское	
	-	г. Севастополь			
	Поволжский	Астраханская область	Астраханская	Астраханское	
	Северо-Кавказский	Ростовская область	Ростовская	Ростовское	
	Поволжский	Республика Калмыкия	Калмыцкая		
		Волгоградская область	Волгоградская	Волгоградское	
Северокавказский	Северо-Кавказский	Республика Дагестан	Дагестанская	Дагестанское	
		Республика Ингушетия	Ингушская	Северокавказское	
		Кабардино-Балкарская Республика	Кабардино-Балкарская		
		Карачаево-Черкесская Республика	Карачаево-Черкесская		
		Республика Северная Осетия	Северо-Осетинская		
		Чеченская Республика	Чеченская		
		Ставропольский край	Ставропольская		

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Таблица Б.1 – Характеристика экономических районов и состояния их территориальных общеэнергетических систем

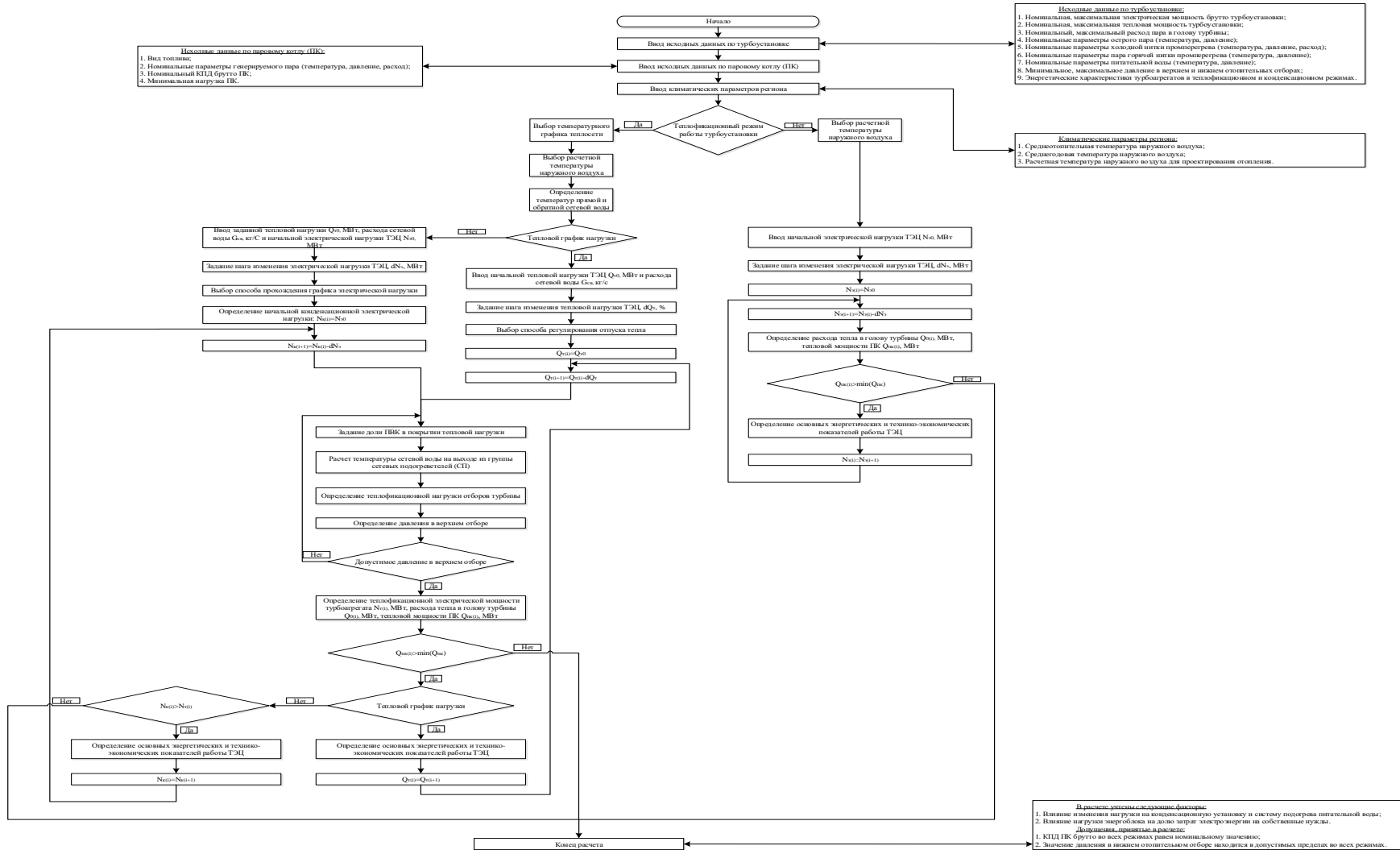
Экономический район	Климат	Территория, тыс. км <sup>2</sup>	Население		Основные отрасли промышленности	Крупнейшие электростанции	Состояние энергосистемы		
			Численность, млн чел	Плотность, чел/км <sup>2</sup>			Ресурсы	Мощности	Износ, %
Волго-Вятский (6 субъектов)	Умеренно-континентальный	265,4	7,3	27,5	Транспортное машиностроение, химическая	Чебоксарская и Нижегородская ГЭС	Дефицит	Дефицит	42,44
Восточно-Сибирский (6 субъектов)	Резко-континентальный	4123	8,2	2,0	Электроэнергетика, цветная металлургия	Ангаро-Енисейский каскад ГЭС	Достаток	Достаток	37,6
Дальневосточный (9 субъектов)	Резко-континентальный и муссонный	6215,9	6,2	1,0	Цветная металлургия, добыча драгоценных металлов, лесная	Бурейская ГЭС	Достаток	Достаток	41,61
Западно-Сибирский (9 субъектов)	Континентальный (от арктического до умеренного)	2427,2	14,7	6,1	Топливная, черная металлургия, химическая, машиностроение	Сургутская ГРЭС	Достаток	Дефицит	40,93
Калининградский (1 субъект)	Морской и переходный к умеренному	15,125	0,986	65,2	Рыбная, машиностроение, целлюлозно-бумажная	Светловская ГРЭС-2, Гусевская ТЭЦ	Дефицит	Достаток	37
Поволжский (8 субъектов)	Умеренно-континентальный	536,4	16	29,8	Нефтеперерабатывающая, газовая, электроэнергетика, химическая	Балаковская АЭС, Волжский каскад ГЭС	Достаток	Достаток	39,53

Продолжение таблицы Б.1

Северный (6 субъектов)	Континентальный (от арктического до умеренного)	1466,3	4,6	3,1	Топливная, горнодобывающая и лесная	Кольская АЭС	Достаток	Дефицит	43,77
Северо-Западный (4 субъекта)	Умеренно-континентальный и морской	210,8	8,2	38,9	Научное машиностроение, цветная металлургия, химическая	Ленинградская АЭС	Дефицит	Достаток	47,4
Северо-Кавказский (10 субъектов)	Умеренно-континентальный и близкий к субтропическому	355,1	19,8	55,8	Машиностроение, топливная и пищевая	Ростовская АЭС	Дефицит	Достаток	33,16
Уральский (7 субъектов)	Переходный от умеренно-континентального к континентальному	824	18,9	22,9	Горнодобывающая, металлургия, машиностроение, химическая и лесная	Белоярская АЭС, Рефтинская ГРЭС	Дефицит	Дефицит	42,72
Центрально-Черноземный (5 субъектов)	Умеренно-континентальный	167,7	7,2	42,9	Черная металлургия, машиностроение, пищевая	Воронежская АЭС и Курская АЭС	Дефицит	Достаток	43,42
Центральный (13 субъектов)	Умеренно-континентальный	486	31,7	65,2	Многоотраслевое машиностроение, химическая, легкая	Смоленская и Тверская АЭС	Дефицит	Достаток	39
г. Севастополь, Республика Крым	Умеренно-континентальный и близкий к субтропическому	27	2,34	86,7	Пищевая, химическая, судостроение, добыча углеводородов	Симферопольская ТЭЦ, Камыш-Бурунская ТЭЦ	Дефицит	Дефицит	51

## ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное)

Рисунок В.1 – Алгоритм составления расходных характеристик энергоустановок



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

SQL-инструкции базы данных генерирующего оборудования энергосистемы

/\*\*\*/ Генераторы \*/\*\*\*/

```
CREATE GENERATOR ID_EQUIPMENT;  
SET GENERATOR ID_EQUIPMENT TO 0;
```

```
CREATE GENERATOR ID_PARAM_TYPES;  
SET GENERATOR ID_PARAM_TYPES TO 0;
```

```
CREATE GENERATOR ID_PARAM_VALUES;  
SET GENERATOR ID_PARAM_VALUES TO 0;
```

```
CREATE GENERATOR ID_SPRAV;  
SET GENERATOR ID_SPRAV TO 0;
```

/\*\*\*/ Таблицы \*/\*\*\*/

```
CREATE TABLE MEASURE_UNITS (  
  ID      INTEGER NOT NULL,  
  NAME    VARCHAR(255),  
  RUS_NAME VARCHAR(50),  
  NUMBER_CODE VARCHAR(4) NOT NULL,  
  UMSTATE INTEGER  
);
```

```
CREATE TABLE PARAM_TYPES (  
  ID      INTEGER NOT NULL,  
  PNAME   VARCHAR(512),  
  PARAM_MUNIT INTEGER,  
  ETYPE   INTEGER,  
  PTYPE   INTEGER,  
  VTYPE   INTEGER,  
  CTYPE   SMALLINT,  
  CORDER  SMALLINT,  
  SPRAV_ID INTEGER  
);
```

```
CREATE TABLE PARAM_VALUES (  
  ID      INTEGER NOT NULL,  
  EQUIP_ID INTEGER,  
  PTYPE_ID INTEGER,  
  PVALUE  NUMERIC(15,4),  
  STRVAL  VARCHAR(512),  
  PDATA   BLOB SUB_TYPE 0 SEGMENT SIZE 16384  
);
```



```

CREATE TABLE SPRAV (
  ID      INTEGER NOT NULL,
  SNAME   VARCHAR(512),
  STYPE   INTEGER,
  PARENT_ID INTEGER,
  SHORT_NAME VARCHAR(64),
  SVALUE  INTEGER,
  ISGROUP SMALLINT
);

```

```

/****                               ****/

```

Первичные ключи

```

ALTER TABLE MEASURE_UNITS ADD PRIMARY KEY (ID);
ALTER TABLE PARAM_TYPES ADD CONSTRAINT PK_PARAM_TYPES PRIMARY KEY
(ID);
ALTER TABLE PARAM_VALUES ADD CONSTRAINT PK_PARAM_VALUES PRIMARY KEY
(ID);
ALTER TABLE SPRAV ADD CONSTRAINT PK_SPRAV PRIMARY KEY (ID);

```

```

/****                               ****/

```

Триггеры для таблиц

```

CREATE TRIGGER PARAM_TYPES_BI0 FOR PARAM_TYPES
ACTIVE BEFORE INSERT POSITION 0
AS
begin
  if (new.id is NULL) then
    new.id = next value for id_param_types;
end
^

```

```

CREATE TRIGGER PARAM_VALUES_BI0 FOR PARAM_VALUES
ACTIVE BEFORE INSERT POSITION 0
AS
begin
  if (new.id is NULL) then
    new.id = next value for id_param_values;
end
^

```

```

CREATE TRIGGER SPRAV_BI0 FOR SPRAV
ACTIVE BEFORE INSERT POSITION 0
AS
begin
  /* Trigger text */
  if (new.ID is NULL) then
    new.ID = next value for ID_SPRAV;
end
^

```

```

/****                               ****/

```

Хранимые процедуры

```

CREATE PROCEDURE FINDCONDITIONS_UP2 (
    ID1 INTEGER,
    ID2_ INTEGER,
    FID_ INTEGER,
    IND_ INTEGER)
RETURNS (
    FID INTEGER,
    ITID INTEGER,
    PARAMS VARCHAR(64),
    IND INTEGER,
    ID2 INTEGER)
AS
declare variable STYPE integer;
declare variable TMPID integer;
declare variable TMPID2 integer;
declare variable TMPPARAMS varchar(64);
declare variable TMPSTYPE integer;
declare variable TMPIND integer;
begin
    if (:IND_ is NULL) then
        begin
            IND_ = 1;
        end
    else
        IND_ = :IND_ + 1;
    for select stype from SPRAV S where PARENT_ID = 39 and SVALUE = :ID1 into :STYPE do
        begin
            if ((:ID2_ = :STYPE) and (:FID_ is NULL)) then
                TMPID2 = :ID2_;
            else if (:fid_ >= 0) then
                TMPID2 = :FID_;
            else
                TMPID2 = NULL;
            id2 = NULL;
            if (not (:id1 in (3, 4, 5, 6))) then
                begin
                    for select ITID, FID, PARAMS, IND, ID2 from findconditions_up2(:STYPE, :ID2_, :TMPID2,
:IND_) into :TMPID, :TMPSTYPE, :TMPPARAMS, :TMPIND, :TMPID2 do
                        begin
                            ITID = :TMPID;
                            FID = :TMPSTYPE;
                            PARAMS = :TMPPARAMS;
                            IND = :TMPIND;
                            if ((:TMPID2 > 0) and (:id2 is NULL)) then
                                id2 = :TMPID2;
                            suspend;
                        end
                    select stype, SHORT_NAME from SPRAV S where PARENT_ID = 39 and SVALUE = :ID1 and
STYPE= :STYPE into :STYPE, :PARAMS;
                    ITID = :ID1;

```

```

        FID = :STYPE;
        IND = :IND_;
        if (:FID_ >= 0) then
            ID2 = :FID_;
            suspend;
        end
    else
        begin
            select stype, SHORT_NAME from SPRAV S where PARENT_ID = 39 and SVALUE = :ID1 into
:STYPE, :PARAMS;
            ITID = :ID1;
            FID = :STYPE;
            IND = :IND_;
            if (:FID_ >= 0) then
                ID2 = :FID_;
                suspend;
            end
        end
    end
end^

```

```

CREATE PROCEDURE GETMENUTREE (
    ITEM_ID INTEGER)
RETURNS (
    ID INTEGER,
    SNAME VARCHAR(512),
    PARENT_ID INTEGER,
    GROUP_ID INTEGER,
    PARAMS VARCHAR(64))
AS
begin
    for select SVALUE, SNAME, STYPE, ISGROUP, SHORT_NAME from SPRAV S where
S.PARENT_ID=39 and STYPE = :ITEM_ID into :ID, :SNAME, :PARENT_ID, :GROUP_ID,
:PARAMS do
        begin
            suspend;
            for select ID, SNAME, PARENT_ID, GROUP_ID, PARAMS from GETMENUTREE(:ID) into
:ID, :SNAME, :PARENT_ID, :GROUP_ID, :PARAMS do
                suspend;
            end
        end
    end
end^

```

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(обязательное)

Рисунок Д.1 – Результаты расчета узловых цен на модели AMES энергосистемы с симметричной структурой сети при применении генераторами рыночной силы

СИММЕТРИЧНАЯ СТРУКТУРА СЕТИ (в каждом узле один потребитель и один генератор)														
Различные функции издержек														
FC одинаковы для всех генераций, FC = 50, b = const = 0,008, a = (10 / 14 / 18), одна из генераций применяет фин изъятие M1 = M2 = 50														
№	№ генерации	Без применения рыночной	При условии применения рыночной силы Г1 FC = 50; a = 10; b = 0,008				При условии применения рыночной силы Г2 FC = 50; a = 14; b = 0,008				При условии применения рыночной силы Г3 FC = 50; a = 18; b = 0,008			
			минимальное значение	максимальное значение	отклонение от конкурентного уровня, доли	максимальное значение	минимальное значение	максимальное значение	отклонение от конкурентного уровня, доли	максимальное значение	минимальное значение	максимальное значение	отклонение от конкурентного уровня, доли	максимальное значение
узловые цены	1													
	2	19,44	19,44	99,78	0,00	4,13	19,44	65,11	0,00	2,35	37,60	104,10	0,93	4,35
	3													
Загрузка генератора	1	150,00	90,00	90,00	-0,40	-0,40	150,00	150,00	0,00	0,00	150,00	150,00	0,00	0,00
	2	150,00	150,00	150,00	0,00	0,00	90,00	150,00	-0,40	0,00	150,00	150,00	0,00	0,00
	3	90,00	150,00	150,00	0,67	0,67	90,00	150,00	0,00	0,67	90,00	90,00	0,00	0,00
Выручка	1	69984,00	44104,78	215533,91	-0,37	2,08	69984,00	234411,35	0,00	2,35	135590,90	374979,85	0,94	4,36
	2	69984,00	359223,19	359223,19	0,00	4,13	44641,46	140646,81	-0,36	1,01	81354,56	224987,91	0,94	4,36
	3	41990,40	41990,40	359223,19	0,00	7,55	41990,40	234411,35	0,00	4,58	81354,56	224987,91	0,94	4,36
Прибыль	1	28464,00	19749,58	191178,71	-0,31	5,72	28464,00	192891,35	0,00	5,78	94070,94	333459,85	4,66	21,69
	2	14064,00	14064,00	303303,19	0,00	20,57	11646,26	107651,61	-0,17	6,65	79670,94	319059,85	4,66	21,69
	3	355,20	355,20	288903,19	0,00	812,35	355,20	164091,35	0,00	460,97	39719,36	183352,71	110,82	515,20

FC одинаковы для всех генераций, FC = 50, a = const = 14, b = (0,005 / 0,009 / 0,013), одна из генераций применяет фин изъятие M1 = M2 = 50														
№	№ генерации	Без применения рыночной	При условии применения рыночной силы Г1 FC = 50; a = 14; b = 0,005				При условии применения рыночной силы Г2 FC = 50; a = 10; b = 0,009				При условии применения рыночной силы Г3 FC = 50; a = 10; b = 0,013			
			минимальное значение	максимальное значение	отклонение от конкурентного уровня, доли	максимальное значение	минимальное значение	максимальное значение	отклонение от конкурентного уровня, доли	максимальное значение	минимальное значение	максимальное значение	отклонение от конкурентного уровня, доли	максимальное значение
узловые цены	1													
	2	16,55	18,14	92,13	-1,00	4,57	16,60	65,11	0,00	2,93	19,45	103,77	0,18	4,72
	3													
Загрузка генератора	1	150,00	90,00	90,00	-0,40	-0,40	150,00	150,00	0,00	0,00	150,00	150,00	0,00	0,00
	2	141,82	150,00	150,00	0,06	0,06	90,00	140,07	-0,37	-0,01	150,00	150,00	0,06	0,06
	3	98,18	150,00	150,00	0,53	0,53	99,93	150,00	0,02	0,53	90,00	90,00	-0,08	-0,08
Выручка	1	59589,82	39172,92	199005,59	-0,34	2,34	59753,16	234411,35	0,00	2,93	70008,99	373589,18	0,17	5,27
	2	56339,46	65288,20	331675,99	0,16	4,89	40422,38	140646,81	-0,28	1,50	42005,39	224153,51	0,08	4,75
	3	39004,24	65288,20	331675,99	0,67	7,50	39806,31	234411,35	0,02	5,01	42005,39	224153,51	0,08	4,75
Прибыль	1	5289,82	6760,92	166593,59	0,28	30,49	5453,16	180111,35	0,03	33,05	15708,99	319289,18	1,97	59,36
	2	3144,28	8828,20	275215,99	1,81	86,53	3296,15	107457,21	0,05	33,18	13548,99	317129,18	3,31	99,86
	3	1807,58	6668,20	273055,99	2,69	150,06	1915,44	175791,35	0,06	96,25	8038,19	190186,31	3,45	104,22

MC одинаковы для всех генераций a = 14; b = 0,008, FC = (56,9 / 1000 / 0,11), одна из генераций применяет фин изъятие M1 = M2 = 50														
№	№ генерации	Без применения рыночной	При условии применения рыночной силы Г1 FC = 56,9; a = 14; b = 0,008				При условии применения рыночной силы Г2 FC = 1000; a = 14; b = 0,008				При условии применения рыночной силы Г3 FC = 0,11; a = 14; b = 0,008			
			минимальное значение	максимальное значение	отклонение от конкурентного уровня, доли	максимальное значение	минимальное значение	максимальное значение	отклонение от конкурентного уровня, доли	максимальное значение	минимальное значение	максимальное значение	отклонение от конкурентного уровня, доли	максимальное значение
узловые цены	1													
	2	16,08	19,34	76,52	0,20	3,76	19,23	101,10	0,20	5,29	21,00	51,84	0,31	2,22
	3													
Загрузка генератора	1	130,00	90,00	90,00	-0,31	-0,31	150,00	150,00	0,15	0,15	150,00	150,00	0,15	0,15
	2	130,00	150,00	150,00	0,15	0,15	90,00	90,00	-0,31	-0,31	150,00	150,00	0,15	0,15
	3	130,00	150,00	150,00	0,15	0,15	150,00	150,00	0,15	0,15	90,00	90,00	-0,31	-0,31
Выручка	1	50169,60	41783,42	165275,50	-0,17	2,29	69242,30	363949,69	0,38	6,25	75617,98	186637,68	0,51	2,72
	2	50169,60	69639,03	275459,16	0,39	4,49	41545,38	218369,82	-0,17	3,35	45370,70	111982,61	-0,10	1,23
	3	50169,60	69639,03	275459,16	0,39	4,49	69242,30	363949,69	0,38	6,25	75617,98	186637,68	0,51	2,72
Прибыль	1	1879,20	8622,62	132114,70	3,59	69,30	13156,70	307864,09	6,00	162,83	19532,38	130552,08	9,39	68,47
	2	-20755,20	-9080,97	196739,16	-0,56	10,48	-14249,82	162574,62	-0,31	8,83	-3102,02	107917,68	-0,85	6,20
	3	3242,16	14916,39	220736,52	3,60	67,08	14519,66	309227,05	3,48	94,38	13572,95	80184,77	3,19	23,73

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(обязательное)

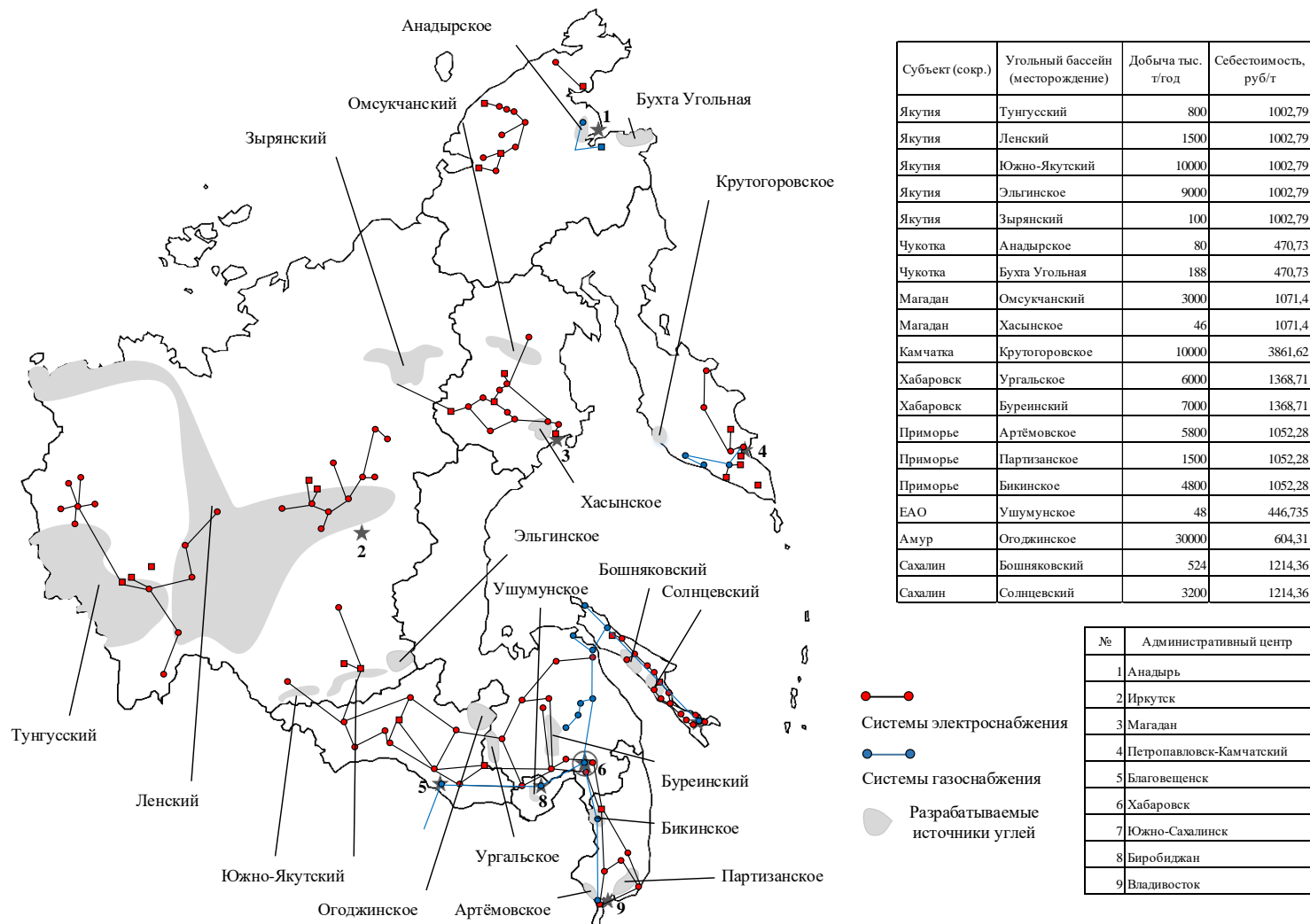
Рисунок Е.1 – Результаты расчета узловых цен на модели AMES энергосистемы с различной структурой сети и ограничениями на передачу при применении генераторами рыночной силы

НЕСИММЕТРИЧНАЯ СТРУКТУРА СЕТИ (в узле 1 - два потребителя, в узле 2 - только генератор, в узле три - один потребитель)						
Одинаковые функции издержек: FC = 50, b = const = 0,008, a = 14						
<b>1. симметричная структура</b>	№ генерации / узла	Без применения рыночной силы	При условии применения рыночной силы Г1	При условии применения рыночной силы Г2	При условии применения рыночной силы Г3	
			узловые цены	18,59 - 73,70	16.33 - 69.92	17,98 - 52,92
			Загрузка генератора	90,00 150,00 150,00	150,00 90 - 100,22 144, 89 - 150	150 150 90
			Выручка	40149,49 - 159189,93 66915,81 - 265316,55	56743,62 - 251696,65 38921,51 - 151017,99 56743,62 - 251696,65	64745,90 - 190507,17 38847,54 - 114304,30
Прибыль		2044,80	7154,29 - 126194,73	2830,58 - 195776,65 2447,55 - 118022,79	8825 - 134587,17	
			10995,81 - 209396,55	2830,58 - 195776,65	5852,34 - 81309,10	
<b>2. несимметричная структура</b>	№ генерации / узла	Без применения рыночной силы	При условии применения рыночной силы Г1	При условии применения рыночной силы Г2	При условии применения рыночной силы Г3	
			узловые цены	18,59 - 73,70	16.33 - 69.92	17,98 - 52,92
			Загрузка генератора	90,00 150,00 150,00	150,00 90 - 100,22 144, 89 - 150	150 150 90
			Выручка	40149,49 - 159189,93 66915,81 - 265316,55	56743,62 - 251696,65 38921,51 - 151017,99 56743,62 - 251696,65	64745,90 - 190507,17 38847,54 - 114304,30
Прибыль		2044,80	7154,29 - 126194,73	2830,58 - 195776,65 2447,55 - 118022,79	8825 - 134587,17	
			10995,81 - 209396,55	2830,58 - 195776,65	5852,34 - 81309,10	
<b>3. несимметричная структура_ограничения на пропускную способность</b>	№ генерации / узла	Без применения рыночной силы	При условии применения рыночной силы Г1	При условии применения рыночной силы Г2	При условии применения рыночной силы Г3	
			узловые цены	23,2 - 74,2 16,00 19,6 - 45,1	16.33 - 86.22	17.98 - 52.92
			Загрузка генератора	115,00 125,00 150,00	150,00 90,00 150,00	150 150 90
			Выручка	64107,95 - 204833,06 48,000,00 70609,53 - 162386,78	57071,90 - 310397,31 38704,51 - 142638,26 57071,90 - 310397,31	64745,90 - 190507,17 38847,54 - 114304,30
Прибыль		2,044.80	21728,74 - 162453,86	2871,49 - 254477,31	8825,90 - 134587,17	
			14689,53 - 106466,78	2449,79 - 109643,06 2871,49 - 254477,31	5852,34 - 81309,10	

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

(обязательное)

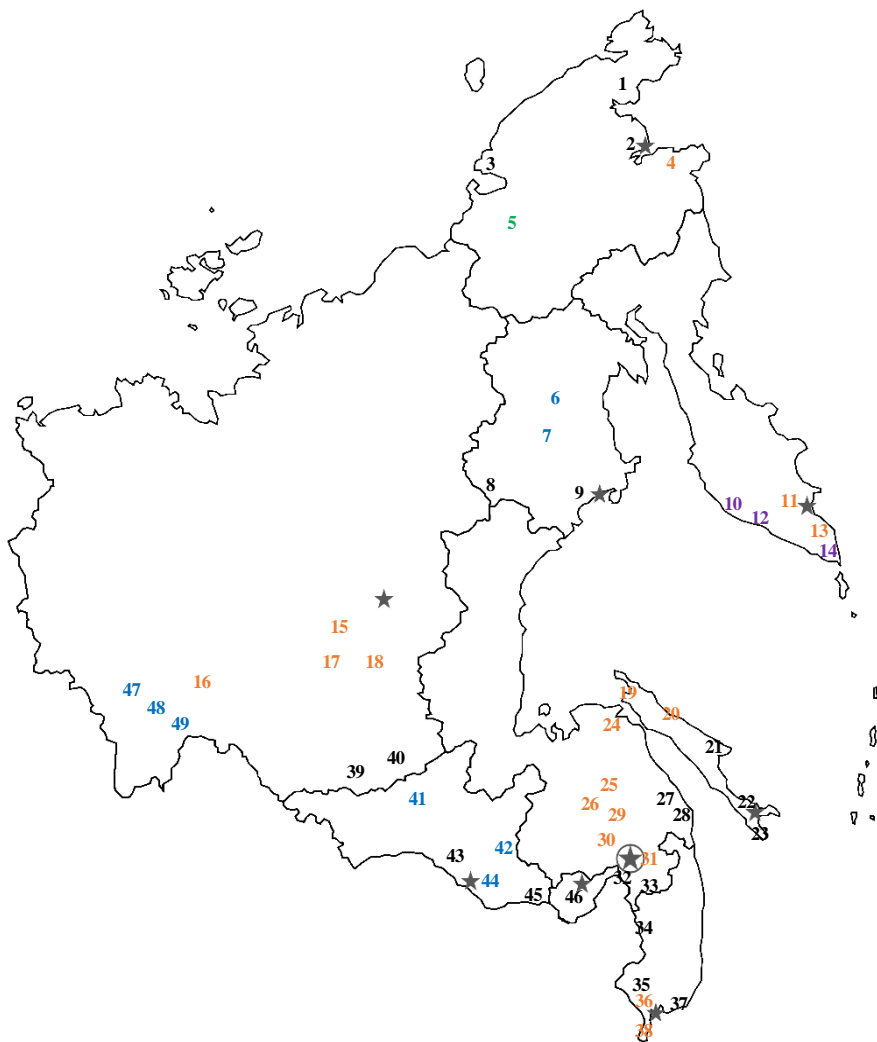
Рисунок Ж.1 – Модель общеэнергетической системы Дальневосточного экономического района



## ПРИЛОЖЕНИЕ И

(обязательное)

Рисунок И.1 – Территориальная структура объектов генерации общеэнергетической системы Дальневосточного экономического района



№	Электростанция	Электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, МВт	Органическое топливо
1	Эвекинотская ГРЭС	28	74	Уголь
2	Анадырская ТЭЦ	56	163	Уголь
3	Чаунская ТЭЦ	35	115	Газ
4	Анадырская ГМТЭЦ	29	87	Газ
5	Билибинская АЭС	48	78	-
6	Усть-Среднеканская ГЭС	570	0	-
7	Кольская ГЭС	900	0	-
8	Аркагалинская ГРЭС	224	176	Уголь
9	Магаданская ТЭЦ	96	343	Уголь
10	Верхне-Мутновская ГеоЭС	12	0	-
11	Камчатская ТЭЦ-1	235	212	Газ
12	Мутновская ГеоЭС	50	0	-
13	Камчатская ТЭЦ-2	160	419	Газ
14	Паужетская ГеоЭС	14	0	-
15	Якутская ТЭЦ	12	661	Газ
16	Мирнинская ГРЭС	120	0	Газ
17	Якутская ГРЭС	368	637	Газ
18	Якутская ГРЭС-2	170	535	Газ
19	Охинская ТЭЦ	84	0	Газ
20	Ноглинская ГТЭС	48	0	Газ
21	Сахалинская ГРЭС	300	0	Уголь
22	Сахалинская ГРЭС-2	110	17	Уголь
23	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	225	756	Уголь
24	Николаевская ТЭЦ	131	374	Газ
25	Комсомольская ТЭЦ-3	360	1 442	Газ
26	Комсомольская ТЭЦ-1	25	280	Газ
27	Майская ГРЭС	81	18	Уголь
28	ТЭЦ в г. Советская Гавань	120	233	Уголь
29	Комсомольская ТЭЦ-2	222	914	Газ
30	Амурская ТЭЦ-1	285	1 360	Газ
31	Хабаровская ТЭЦ-2	0	709	Газ
32	Хабаровская ТЭЦ-1	431	1 396	Уголь
33	Хабаровская ТЭЦ-3	720	1 907	Уголь
34	Приморская ГРЭС	1 467	276	Уголь
35	Артёмовская ТЭЦ	400	345	Уголь
36	Владивостокская ТЭЦ-1	45	407	Газ
37	Партизанская ГРЭС	203	186	Уголь
38	Владивостокская ТЭЦ-2	497	1 222	Газ
39	Чуманская ТЭЦ	48	192	Уголь
40	Нерюнгринская ГРЭС	570	1 419	Уголь
41	Зейская ГЭС	1 330	0	-
42	Бурейская ГЭС	2 010	0	-
43	Благовещенская ТЭЦ	280	950	Уголь
44	Нижнебурейская ГЭС	320	0	-
45	Райчихинская ГРЭС	222	496	Уголь
46	Биробиджанская ТЭЦ	0	393	Уголь
47	Вилейский каскад ГЭС (первая очередь)	340	0	-
48	Вилейский каскад ГЭС (вторая очередь)	340	0	-
49	Вилейский каскад ГЭС (третья очередь)	270	0	-