

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
АЛТАЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

На правах рукописи

Яценко Александр Васильевич

**ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ВЗАИ-
МОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИКИ**

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

Диссертация на соискание ученой степени
доктора экономических наук

Научный консультант: Межов С.И. доктор
экономических наук,
профессор

Барнаул – 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. РОЛЬ СИБИРСКОГО РЕГИОНА В СОЦИАЛЬНО - ЭКОНОМИЧЕСКОМ РАЗВИТИИ РОССИИ	
1.1. Системно-концептуальные проблемы выбора модели экономики России	
1.2. Проблемы и перспективы социально-экономического, развития Сибири	
1.3. Парадигма конкурентной модели электроэнергетической отрасли и ее влияние на экономику	
Выводы по первому разделу.....	
2. ИССЛЕДОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПОСТАВОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИБИРСКОМ РЕГИОНЕ	
2.1 Анализ проблем обоснования развития электроэнергетики в аспекте совершенствования взаимодействия с экономикой	
2.2. Характеристика основных моделей, методов и инструментов системной методологии исследования предметной области	
2.3. Формирование концепции и моделей взаимодействия участников электроэнергетического рынка	
Выводы по второму разделу	
3. АНАЛИЗ ПРАКТИКИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ (НА ПРИМЕРЕ АЛТАЙСКОГО КРАЯ)	
3.1. Характеристика структуры и организации оптового рынка	
3.2. Характеристика механизма деятельности розничного рынка электрической энергии	
3.3. Исследование финансово-экономического механизма деятельности компании - Гарантирующего поставщика	
3.4. Анализ финансово-экономического состояния генерирующих компаний и потребителей в цепочке снабжения электроэнергией и мощностью	
3.5 Взаимодействие поставщиков электроэнергии и мощности и потребителей: анализ практики	
Выводы по третьему разделу	

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ «ПРОЧИМ ПОТРЕБИТЕЛЯМ»

4.1. Формализация механизма ценообразования на электроэнергию для «прочих потребителей» розничного рынка

4.2. Системное представление взаимодействия участников электроэнергетического рынка

4.3. Оценка взаимодействия на основе модели равновесных трансфертных цен

Выводы по четвертому разделу

5 ТРАНСФОРМАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИКИ: АНАЛИЗ И ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

5.1 Влияние структурных и трансакционных издержек на механизм ценообразования: моделирование взаимодействий

5.2. Методы снижения цены на электроэнергию

5.3. Предложения и рекомендации по совершенствованию существующих методов и процедур поставки электроэнергии конечным потребителям

Выводы по пятому разделу

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....

ЛИТЕРАТУРА.....

ПРИЛОЖЕНИЯ.....

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. О проблемах в электроэнергетике много пишут ученые и специалисты, но как считают эксперты, в министерствах и ведомствах это мало кого интересуют. Поэтому реформы в электроэнергетике остановились в достаточно неблагоприятном для экономики этапе: в сфере производства и электроэнергетики конкурентные механизмы либо неэффективны, либо вообще отсутствуют, перманентный рост цен (тарифов) продолжает тормозить развитие экономик потребителей, а череду системных аварий, объясняемых не расчетными случаями, пока реально остановить не удастся. Очевидно, так или иначе электроэнергетика функционирует за счет инерции и организационной надежности советского периода, но эта ситуация губительна для нашей реальной экономики. В этом контексте возникает неизбежный вопрос: почему реализованный вариант рыночной реструктуризации и приватизации электроэнергетики не дал за 27 лет рыночного функционирования весомых позитивных результатов экономической развития и продолжает обременять экономику постоянно растущими ценами (тарифами) на электроэнергию и мощность. К сожалению, как считают многие ученые, старт реформам в электроэнергетике был дан в период коррупционного дележа госсобственности. Теория институциональных трансформаций показывает, что коррупция во властных структурах является следствием дележа (раздачи) госсобственности и создания квазисобственников. Последние создают фирмы под новые, введенные ими рыночные правила и снова делят государственные ресурсы. Это целиком и полностью относится к электроэнергетической отрасли. Разрушение естественной, эволюционно сложившейся организации взаимодействия электроэнергии и экономики под лозунгом рыночного реформирования не дало ожидаемого результата. Попытка искусственно создать рыночных агентов электроэнергетики, разорвав технологически связанные производственные подсистемы и заставить их конкурировать, фактически, провалилась. Тогда был придуман конгломерат оптового, розничного рынков, хитроумные механизмы ценообразования и различные регулирующие структуры, основным содержанием которых было стремление создать некий рынок электроэнергетики, весьма

специфичный, на первый взгляд, основанный на корпоративных принципах (собственники активов, дивиденды), но организационно-экономически и технологически близкий к той модели, от которой была сделана попытка уйти.

Одним из достаточно негативных итогов реформ электроэнергетики стал предложенный реформаторами весьма сложный механизм ценообразования, характеризующийся многими правилами, процедурами, условиями и ограничениями, что самым негативным образом снижает эффективность взаимодействия экономики и электроэнергетики. В связи с этим теоретические и прикладные исследования по трансформации системы и механизмов взаимодействия экономики и электроэнергетики, направленные на решение задач их развития в условиях России, а так же поиск методологических и методических подходов к реализации предложенных инструментов совершенствования взаимоотношений электроэнергетики и экономики относятся к числу особо актуальных.

Степень разработанности проблемы. Обобщая теоретические и прикладные исследования многих авторов по проблемам электроэнергетики, влияния электроэнергетики на экономику, подходам к совершенствованию ее функционирования, можно выделить следующие концептуальные подходы и точки зрения.

Такие ученые как: Аганбегян А. В., Стиглиц Дж., Бессонова О. Э., Глазьев С.Ю., Делягин М.Г., Ивантер В.В., Клейнер Г. Б., Крюков В.А., Лавровский Б.Л., Селивёрстов В.Е., Кулешов В.В., Полтерович В.М. Порфирьев Б.Н. Межов И.С. по итогам рыночных реформ 90-х – 2000-х в РФ показали насколько сложен был объект реформирования (социалистическая экономика), его системная организация, и, насколько поверхностными были методы, инструменты и подходы реформаторов, которые не способствовали появлению подлинной рыночной экономики в России, что естественно повлияло и на реформы электроэнергетики. Вместе с тем эта реформа, выступила как глобальный эксперимент по проверке справедливости фундаментальных научных предположений, гипотез, допущений и упрощений экономической теории и многих ее составляющих: теории фирмы, теории рынка, теории корпоративного управления и других.

Ряд специалистов Крюков В.А., Кулешов В.В., Суслов В.И., Селивёрстов В.Е., Баранов О.А., Басарева В.Г., Горбачева Н.В., Михеева Н.Н., Конторович А.Э., Игнатова О. В., Суслов Н.И считают, что низкие темпы позитивных изменений в социально-экономических процессах в Сибири ведут к замедлению развития России.

Исследованию проблем энергетики времен реформирования РАО ЕЭС посвящено большое количество работ, таких авторов как Беляев Л.С., Подковальников С.В., Волконский В.А., Кузовкин А.И., Генш Т. Р., Кононов Ю.Д., Макаров А.А., Проценко В.П., Малахов В.А., Несытых К.В. Цибульский В.Ф. в которых, в основном, рассматриваются вопросы устойчивого развития, роль ТЭК в экономике страны, задачи его трансформации.

О том, что приватизация, в энергетике, организация оптового и розничного рынков не способствовали демократизации отношений и не обеспечили должного уровня развития и управления пишут: Воропай Н.И., Стенников В.А., Барахтенко Е.А., Беляев Л.С., Подковальников С.В., Труфонов В.В., Волконский В.А., Кузовкин А.И., Гальперова Е.В. Денисов, К. И.

Концептуальная основа и политика государства по управлению электроэнергетикой и экономикой в работах Воропая Н.И., Стенникова В.А., Барахтенко Е.А., Веселова Ф.В., Соляника А.И., Крепкова Р. Б., Макаров А.А. рассматривались без учета фактора их взаимодействия. Большое количество работ, посвящено различным прогнозам развития энергетики Беляев Л.С., Волкова Е.А., Макаров А.С., Батенин В.М., Бушуев В.В., Воропая Н.И., Карпов К.А., Кононов Д.Ю., Кононов Ю.Д., Плакиткин Ю.А.

Соотношению традиционной энергетики и энергетики, возобновляемых источников посвящены работы: Бушуева В.В., Мастепанова А.М., Белобородова С.С., Денисова К. И. Вместе с тем, по нашему мнению, в этих работах достаточно мало уделено внимания вопросам финансово-экономического обоснования вариантов организационных и инвестиционных решений.

В работах таких авторов как: Макаров А.А., Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфонов В.В., Кононов, Ю. Д., Крепков Р. Б., Кулапин, А. И., Мозговая, Е.

С., Байзаков М. Е., Кутовой Г.П. Аметистова Е.В., Шаровой А.Ю.. рассматривается методология обоснования развития электроэнергетики. Приводятся модели и методы формирования и исследования условий развития, а также модели и методы обоснования развития электроэнергетических систем. Дано описание основного информационного и программного обеспечения решаемых задач.

Такие исследователи, как Волконский В.А., Кузовкин А.И., Воропай Н.И., Паламарчук С.И., Стенников В.А., Карпов К.А., Кудрявый В. В., Малахов В.А., Несытых К.В., Орлова Ю.А., Османова, В. П. анализируют формы монополизма и формы государственного регулирования в электроэнергетике: Теоретические подходы и опыт использования на практике конкуренции в электроэнергетике развитых стран.

Значительное число ученых и практиков, а именно, Белобородов С.С. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Волконский В.А., Кузовкин А.И., Гальперова Е.В. Генш Т. Р. Ковалёв Г.Ф., Крупенёв Д.С., Лебедева Л.М. Колпаков А.Ю. Крепков, Р. Б. Кудрявый В. В. Кулапин А. И., Кутовой. Г.П., Коссов В.В. считают, что одним из достаточно негативных итогов реформ электроэнергетики стал предложенный реформаторами весьма сложный механизм ценообразования, характеризующийся многими правилами, процедурами, условиями и ограничениями.

Методологические аспекты исследования, в частности, по инструментальным и экономико-математическим методам оценки взаимодействий поставщика и потребителя отражены в работах: Воропая Н.И., Подковальникова С.В., Труфонова В.В. Макарова А. А., Межова С.И., Плещинского А.С., Титова В.В., Межова И.С.

Проблемы трансакционных издержек, теоретические положения институциональной экономики использовались в диссертации для объяснения механизмов ценообразования в звене поставщик – потребитель на основании работ таких авторов как: Бессонова О. Э. Глазьев С.Ю. Дози Дж., Кавато А., Колодий С.Ю., Манукян М.М., Борзых Л.В., Плещинский А.С., Стиглиц Дж., Уильямсон О.И., Шумпетер Й., Чельсон, Р.Р., Becker G. S., Межов И.С., и в частности, при взаимодействии поставщиков электроэнергии и потребителей таких авторов как: Бе-

лобородов С.С., Волконский В.А., Кузовкин А.И., Воропай Н.И., Паламарчук С.И., Стенников В.А., Гальперова Е.В., Ковалёв Г.Ф., Крупенёв Д.С., Лебедева Л.М., Кудрявый В. В., Кутовой. Г.П.

Как показали наши исследования разрушение естественной, эволюционно сложившейся организации взаимодействия электроэнергетики и экономики под лозунгом рыночного реформирования не дало ожидаемого результата. Попытка искусственно создать рыночных агентов электроэнергетики, разорвав технологически связанные производственные подсистемы и заставить их конкурировать, фактически, провалилась. Причины такого провала нами подробно описаны в диссертации. Оценивая аргументацию реформирования РАО ЕЭС можно сделать вывод, что эта аргументация явилась спекулятивным прикрытием желания ряда физических лиц присвоить активы электроэнергетических компаний и получить доступ к эффективным, финансовым потокам.

Диссертационное исследование посвящено проблеме поиска путей и подходов к трансформации действующего механизма взаимодействия предприятий – поставщиков электроэнергии и мощности и потребителей – предприятий сектора «экономика». Предпринята попытка на основе разных подходов и инструментов выявить основные причины и составляющие роста тарифов и цен.

Целью диссертационного исследования является разработка теоретико-методологических подходов к совершенствованию взаимодействия электроэнергетики и экономики на основе трансформации процессов и механизмов ценообразования на электроэнергию и мощность в звеньях генерация – гарантирующий поставщик - потребитель.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи.

1. Выявить основные концепции и подходы к оценке состояния взаимодействия электроэнергетики и экономики с позиций рыночной и институциональной теории.

2. Изучить генезис постреформенной энергетики России, ее роль в развитии национальной экономики; уточнить характер действующей модели взаимо-

действия с учетом положений теории фирмы, теории инвестирования, а также исходя из отечественной сложившейся концепции управления.

3. Идентифицировать характер и особенности организации оптового и розничного рынков электроэнергии, преимущества и недостатки рыночного преобразования в условиях России в аспекте влияния на экономическое развитие.

4. Показать, что нарушение системных, теоретических и методологических основ организации производственных систем, логически приводит к нарушению ее структуры, характеристик и механизмов функционирования.

5. Выделить и охарактеризовать основные факторы, элементы и структурные составляющие производственных затрат, определяющих цену и тариф для промышленных потребителей.

6. Разработать научно - методический подход к инструментальному анализу механизма взаимодействия поставщика – генерирующего предприятия и потребителя – гарантирующего поставщика и промышленного предприятия.

7. Сформировать методологический подход и гипотезу исследования для решения задач, определяемых искомой темой диссертации, по трансформации организационно- экономического механизма взаимодействия поставщика электроэнергии и потребителя, с позиций системного подхода и опоры на положения экономической теории.

8. Осуществить постановку задачи и разработать общую модель инструментального анализа взаимодействий с использованием оптимизационного и имитационного моделирования, на основе методов управленческой экономики и трансфертного взаимодействия

9. Разработать комплекс рекомендаций использования результатов исследования в настоящей диссертации для внедрения в практику электроэнергетической отрасли.

Объектом исследования являются механизмы взаимодействия предприятий-поставщиков и предприятий-потребителей на оптовых и розничных рынках электроэнергии и мощности. Исследования конкретных проблем осуществлялись на материалах электроэнергетики Алтайского края.

Предметом исследования выступает совокупность экономических и организационных отношений, возникающих в процессе взаимодействия контрагентов поставки электроэнергии и мощности.

Область исследования определена с учетом требований специальности 08.00.05 – «Экономика и управление народным хозяйством (управление инновациями)» паспорта специальностей ВАК (Экономические науки): 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.

Теоретическая и методологическая основа исследования. При работе над диссертацией использованы общеметодологические принципы научного познания, системный подход, теории рыночных отношений, экономического анализа; институциональной экономики, основы теории фирмы; теории экономики и организации корпораций, организационного развития, теории организации. Используются законодательные и нормативные акты РФ. В процессе исследований использовались труды отечественных и зарубежных ученых по проблемам экономики и организации электроэнергетической отрасли, стратегического и тактического планирования и экономико-математического моделирования; теории организационного развития; теории принятия решений и прогнозирования. Использовались разработки: ИНП РАН, ИЭОП СО РАН, ЦЭМИ РАН, НГУ, ИНЭИ РАН, АлтГУ, НГТУ, ИСЭМ СО РАН, Санкт-Петербургского инженерно-экономического университета и других организаций.

Методы исследования. При разработке проблемы использовались методы организационного проектирования и аналогий; методы экономической динамики и статистики; проектный, структурный и динамический анализ; концептуальное, экономико-математическое и статистическое моделирование; сравнительный анализ; прогнозирование; схематическая интерпретация. Корректное формирование методологической базы исследования проблем взаимодействия поставщиков-генерирующих компаний и предприятий -потребителей электроэнергии позволило

развить разработанный в данном диссертационном исследовании подход к проблеме организации эффективных электроэнергетических рынков регионального уровня и уровня ценовой зоны.

Гипотеза исследования Гармонизация работы электроэнергетики и экономики обусловлена восстановлением целостности электроэнергетики, стабилизации роста тарифов и цен. Такую гармонизацию можно осуществить на основе интеграции всех переделов процесса производства, генерации, оптовой поставки и розничной поставки. Учитывая рыночные условия, частную собственность и институциональные ограничения, объединение указанных этапов можно осуществить на основе мягких, интеграционных, добровольных процедур с максимально возможным учетом интересов контрагентов. Это позволит, как минимум, сократить постоянные расходы за счет сокращения промежуточных звеньев, транзакционных издержек и управленческих структур. При корректировке цен и тарифов на электроэнергию необходимо соблюдать принцип объективной экономической необходимости: повышение тарифов осуществляется вслед за повышением инфляции, или повышения цен на продукцию экономических субъектов.

Как известно, устойчивые процессы слияний и разделений компаний часто являются следствием стратегий, ориентированных на реализацию дорогостоящих технологий и инноваций на основе интеграции и в большинстве случаев повышают эффективность и результативность новой компании.

Среди многих подходов к использованию интеграции в трансформационных процедурах значительное место занимают инструментальные методы, которые дают возможность предварительного обоснования целесообразности объединения предприятий в интегрированные производственные системы на основе измерения системного экономического эффекта.

Результаты работы, ее достоверность подтверждаются апробацией основных концептуальных и методических положений на практике.

Обоснованность и достоверность результатов, выносимых на защиту, обеспечивается применением научной методологии, использованием достижений

экономической теории, а также сопоставлением полученных результатов с наблюдаемыми процессами и явлениями.

Информационная база исследования формировалась на основе официальных данных Федеральной службы государственной статистики и ее региональных органов, официальных статистических данных о промышленных предприятиях России и регионов, статистических сборников, ежегодников, ведомственно-отраслевых справочников, материалов монографических исследований отечественных и зарубежных ученых, федеральных и региональных программ социально-экономического развития, интернет-ресурсов, а также корпоративных отчетов зарубежных и отечественных корпораций и открытых акционерных обществ, в том числе АО Красноярская ГЭС, АО «Барнаульская горэлектросеть» АО «Росводоканал, Барнаул», АО ТЭЦ-3. АО «Барнаульский станкостроительный завод». Кроме того, использовались материалы экспертных обследований и консультаций у широкого круга ученых и специалистов по профилю диссертационного исследования. Нормативно-правовую базу исследования составляют законы РФ, указы Президента РФ, постановления Правительства РФ, региональные законодательные акты, затрагивающие вопросы деятельности промышленных предприятий.

Научная новизна диссертационного исследования состоит в развитии теоретического восприятия и интерпретации, механизмов и логики функционирования электроэнергетической отрасли в уникальных внешних условиях, когда эти условия не соответствуют ни рыночной, ни директивной экономике. Была выбрана методология и сформирована научная концепция системной организации поставок электроэнергии и мощности на основе интеграции звена генерации, гарантирующего поставщика и инфраструктурных компаний. При этом выделены транзакционные и инфраструктурные составляющие нерегулируемой цены на электроэнергию, от которых можно избавиться путем интеграции, что приведет к значительному сокращению цен и тарифов. Научный подход к снижению нерегулируемых цен был апробирован в рамках модельного эксперимента и получил удовлетворительное подтверждение: цена на электроэнергию может быть суще-

ственно снижена при сокращении непроизводительных затрат в результате неоптимальной структуры энергопоставки.

Базовыми составляющими основного научного результата являются следующие новые и значимые для науки и практики разработки:

1. Предложена структурно-логическая модель поставки электроэнергии от генерации до конечного потребителя, позволяющая выявлять наиболее существенные экономических факторы, влияющие на рост тарифов. Рыночная организация электроэнергетики за более чем 25 лет функционирования не показала положительных результатов и, как считают многие специалисты, продолжает обременять экономику постоянно растущими тарифами и ущербами от системных аварий. Как показали наши исследования, работ посвященных поиску экономических причин роста цен и тарифов достаточно мало.

2. Разработан теоретико-методологический подход к анализу различных вариантов взаимодействия генерирующей компании и гарантирующего поставщика и гарантирующего поставщика и конечного потребителя на основе имитационной модели «затраты-продажи» и на основе балансовой модели трансфертных цен, который в отличие от существующих подходов исследовать возможные варианты взаимодействий, отличающихся различными комбинациями экономических показателей и параметров. Позволяет находить оптимальный вариант взаимодействия по ценам и затратам как у поставщика так и у потребителя

3. Впервые предлагается кардинально изменить модель платежей за мощность, которые выступают как императив реализации расширенного воспроизводства электроэнергетики. Эта роль платы за мощность обязывает накапливать ее на специально созданном государственном депозитном фонде, предназначенном для централизованного и скоординированного инвестирования программ развития генерирующих мощностей. При этом задачу воспроизводства электроэнергетики, учитывая ее экзистенциальное значение для национальной безопасности, должно решать государство, а не участники оптовых и розничных рынков. На этом фонде могут накапливаться и другие платежи: часть инфраструктурных платежей и дивидендов, выплачиваемых, например, государству. Прямые государственные

и частные инвестиции и целевые вклады в развитие электроэнергетики. При этом, используя позитивный рыночный опыт разных стран, эти фонды могут временно использоваться государством под различные социальные программы, когда нет строительства мощностей, что выгодно и государству и потребителям- промышленным предприятиям. Для потребителя нет потери средств, для государства не надо брать кредиты под государственный долг.

4. Предложен методический подход обеспечения организационной целостности поставки электроэнергии на основе интеграции звеньев генерации, инфраструктурных компаний, гарантирующего поставщика и сетевых компаний. Не затрагивая правовых вопросов статуса контрагентов, опираясь на главного интегратора - государство, основного собственника и инвестора можно объединить специализированные активы генерирующих компаний и компаний учета объемов энергопотребления. Инфраструктурные компании становятся производственными подразделениями, выполняющими те же функции. Интеграция приводит к снижению транзакционных издержек и дает наибольший эффект, когда активы компании носят специализированный характер.

5. Осуществлена формализация и предложена компактная модель механизма ценообразования розничного рынка для каждой ценовой категории на основе системы математических соотношений и процедур, дающих однозначный ответ как определять цену поставки электроэнергии для соответствующего договора между Гарантирующим Поставщиком и потребителем.

6. Впервые, в рамках выбранного методологического подхода, предложены инструменты системного анализа вертикального взаимодействия участников снабжения электроэнергией потребителей, с использованием модели «затраты - продажи» и модели равновесных трансфертных цен. Основные участники структурированы в звенья взаимодействия, осуществлена постановка задачи и сформирована информационная база моделирования. В процессе модельного эксперимента выявлена степень влияния цены поставщика на производственные затраты потребителя и граница оптимальности изменения цены. Были рассмотрены несколько вариантов моделирования, в которых проверялись комбинации началь-

ных параметров поставщиков и потребителей, таких как цена поставки, затраты у контрагентов, влияние цены электроэнергии на затраты потребителя и ряд других. Использование механизма трансфертных цен позволило определить снижение транзакционных затрат в звеньях взаимодействующих партнеров. Существенным вкладом в этот рост являются как раз транзакционные издержки и издержки «лишних звеньев» взаимодействий контрагентов.

7. Установлено, что перманентный рост цен на электроэнергию и мощность, вызван теоретически не состоятельными трансформационными воздействиями на отрасль, в период перевода электроэнергетики на рыночные механизмы. Первое, концептуальные ошибки, когда в погоне за быстрым результатом не смогли сформировать конструктивный план, цели и стратегии реформирования, и в том числе, в результате дефицита компетенций. Второе, процедурные ошибки сопровождались методологическим и методическим нигилизмом, игнорированием научных принципов организационных действий, опора на метод проб и ошибок, отсутствие продуманной стратегии. Третье, институциональные ошибки, а точнее, спекулятивная мотивация, не прозрачный характер принимаемых решений, вовлеченность власти в процессы трансформации электроэнергетики на стороне «нужных лиц» привели к дезинтеграции структур электроснабжения, экономики и домохозяйств.

8. Разработаны методические рекомендации по проведению экспериментальных и прикладных расчетов с использованием вычислительной техники, которые включают формирование информационной базы. Проведено экспериментальное моделирование взаимодействий на примере реальных предприятий генерации, гарантирующего поставщика, предприятий – потребителей. Подтвердившее справедливость и корректность предложенных теоретико-методологических подходов к совершенствованию организации энергопоставки, сформированных в настоящем диссертационном исследовании.

Практическая значимость диссертационного исследования заключается в системном обосновании теоретико-методологических основ и стратегии трансформации действующей модели энергоснабжения, способствующей организации

более эффективного механизма взаимодействия поставщиков и потребителей электроэнергии. Выводы и предложения, сформированные в диссертационном исследовании доведены до уровня конкретных рекомендаций уполномоченным и ответственным органам управления и могут быть использованы при разработке новых правил и принципов энергопоставок, способствующих снижению цен и тарифов на электроэнергию.

Использование результатов исследования.

Теоретические, методические и прикладные результаты использовались при выполнении гранта «Развитие научного потенциала высшей школы (2009–2011 годы)», тема: «Формирование эффективной структуры взаимодействия инновационного университета и инновационно-ориентированного промышленного предприятия», код проекта 3.3.1/11835. Исследования выполнены в НГТУ.

Результаты работы использованы в рамках Программы стратегического развития НГТУ, проект 2.2.1 «Решение комплексных проблем по направлению «Энергоэффективность и энергосберегающие технологии». Результаты работы использованы в НИОКР по теме С2–18 «Формирование концепции организации эффективной инновационной деятельности в социально-экономической системе в условиях России». Исследования выполнены в НГТУ.

Отдельные результаты исследования применяются в учебно-методическом процессе на факультете бизнеса НГТУ, экономических факультетах АлтГТУ, ААЭП, опубликовано несколько учебников и учебных пособий.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались, обсуждались на II Международной научно-практической конференции «Дни науки – 2006».; I (XXXIII) Международной научно-практической конференции/Кемеровский госуниверситет.– Кемерово, 2006; межрегиональной научно-практической конференции, Барнаул, 2006., X Всероссийская научно-практическая конференция, 2006., Томск., международной научно-практ. конференции. Шадринск: 2006., V международной научно-практической конференции, Уфа, 2021

Публикации. По теме работы автором опубликованы: две индивидуальные монографии, а также 25 научных статей, из них 16 статей в журналах из списка, рекомендованного ВАК России: Экономика профессия бизнес, Вестник Кемеровского государственного университета, Экономика: проблемы и решения, Экономика устойчивого развития, Менеджмент в России и за рубежом, Менеджмент и бизнес-администрирование, Экономические науки, Вопросы экономики и права, Российское предпринимательство и т.д. Общий объем: 18 п. л., личный: 16 п. л.

Диссертация объемом 279 страниц состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованной литературы и приложений. Основной текст диссертации включает 31 рисунок, 53 таблицы, список источников содержит 276 наименований.

1. ВЛИЯНИЕ СИБИРСКОГО РЕГИОНА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РОССИИ

1.1. Системно-концептуальные проблемы выбора модели экономики России

Рассматривая итоги рыночных реформ 90-х – 2000-х в РФ видно насколько сложен был объект реформирования (социалистическая экономика), его системная организация, социально-экономическая структура, институты, исторические и географические особенности, и насколько поверхностными были методы, инструменты и подходы реформаторов, которые не способствовали появлению рыночной модели российской экономики, способной к саморазвитию и эффективному росту [1, 18, 39, 40, 65, 91]. Тем не менее, эти реформы дали ценную информацию для научно-теоретического анализа и практических обобщений. Реформа экономики РФ, фактически, выступила как глобальный эксперимент по проверке справедливости фундаментальных научных предположений, гипотез, допущений и упрощений экономической теории и многих ее составляющих: теории фирмы, теории рынка, теории корпоративного управления и других. Не вдаваясь в подробности можно сказать, что игнорирование системных принципов, исторического рыночного опыта, теоретический нигилизм не способствовали успеху рыночных преобразований в России. Государственная собственность, во многих случаях, была приватизирована не для производства, а для спекулятивных продаж и фактически, потеряла свое первоначальное содержание. Можно привести примеры таких регионов СФО, как Алтайский край (Рубцовский тракторный завод, Моторный завод, Текстильмаш, и т.д.); Новосибирская область (Сибсельмаш, Сибтекстильмаш и другие), аналогично и по другим регионам. Новые, значимые для национальной экономики предприятия не созданы, программы модернизации и инноваций не дали ожидаемых результатов [2, 6, 18, 73, 91, 111]. Появился своеобразный феномен в практике рыночной экономики отдельной страны, когда не предпринимательство, не инвестиционная активность бизнеса и населения, а узкокорыстные интересы лиц, аффилированных с властью стали определять рыноч-

ные процессы, такая экономика получила название «экономики физических лиц» [65], а в случае прямой ориентации на государственный бюджет «экономика раздатка» [9]. Как считает Дж. Стиглиц, таким результатам реформ необходимо искать правдоподобные интерпретации и теоретическое объяснение [178].

Как пишет академик А. Аганбегян, «Очевидно, что сложившаяся переходная, смешанная социально-экономическая система России не удовлетворяет наше общество. Из 26 лет существования новой России 14 лет (1991–1999, 2009, 2013–2016 гг.) страна пребывала в стагнации и кризисе, а в оставшиеся 12 лет (2000–2008 и 2010–2012 гг.) осуществлялся восстановительный рост. В результате основные экономические и социальные показатели страны за это время практически не выросли. Главный экономический показатель – валовой внутренний продукт – только в 2008 г. на 7% превзошел наивысший уровень, достигнутый в советской России в 1989 г., затем опять снизился в кризис 2009 г., слегка приподнялся в трехлетний восстановительный период 2010–2012 гг. и снова на 4,5% опустился в 2015–2016 гг. Так что его уровень практически не вырос. Промышленность, сельское хозяйство, строительство достигли только 80% к уровню 1989 г. Снизился и грузооборот транспорта» [1, стр. 72-73]. В этой же работе Аганбегян приводит неутешительный анализ социальной, демографической и инвестиционной сфер, указывая на падение, по сравнению с советской Россией, показателей науки, образования, здравоохранения и инвестиций. Самое настораживающее явление это резкая дифференциация доходов и потребления населения. На основе системного анализа экономического развития ведущие экономисты: Богомолов О.Т., Глазьев С.Ю., Пивоварова Э.П., Цаголов Г.Н., Винслав Ю.Б., Ивантер В.В., Макаров В.Л., Некипелов А.Д. и многие другие [1, 2, 18, 39, 57] сделали вывод о том, что социально-экономическая модель экономики РФ не обеспечивает устойчивого, динамического развития, и требует коренного изменения. В этой связи возникает вопрос: какую социально-экономическую систему следует формировать в России? Какие итоги реформ несут конструктивную информацию для выработки стратегии преобразований? Первое, создать рыночную экономику в РФ оказалось куда труднее, чем это декларировалось апологетами реформ: «Требуется институцио-

нальная инфраструктура, включающая не только механизм обеспечения соблюдения контрактов, но и политику в области конкуренции, законодательство о банкротстве, а также финансовые институты и регулирование. И хотя создание институциональной инфраструктуры требует времени, без нее приватизация, скорее, приводит к распродаже активов, чем к созданию богатства» [178, стр. 113].

Второе, в постреформационной экономике, по разным причинам, не сложились такие ключевые инструменты и механизмы рынка как: крупные инновационно - ориентированные корпорации; массовое предпринимательство; эффективные собственники; конкуренция; сбалансированность числа крупных, средних, и малых предприятий; вовлеченность населения в инвестиционные процессы; мотивация к высокотехнологичному бизнесу; инновационные процессы; рациональное поведение рыночных агентов, ориентированных на развитие бизнеса, а не на его использование как объект купли продажи; создание институциональных условий и правил поведения рыночных агентов [94]. Можно предположить, что при реформировании социалистической экономики были нарушены как фундаментальные, так и элементарные принципы создания рыночной среды [91, 106, 111, 142]. В результате волюнтаризма при создании рыночной экономики в РФ получили: низкую эффективность используемых ресурсов, низкие темпы развития, не оправданно высокий вывоз капитала, не удовлетворительные инвестиции в развитие и инновации.

Необходимым условием начала конструктивных реформ В. Полтерович, считает увеличение российского душевого ВВП до европейского уровня при осуществлении стратегии «догоняющего развития». В ее рамках [142] предполагается стимулировать частную инициативу и расширять конкуренцию; опираться на обоснованную промышленную политику; организовать подлинное частно-государственное партнерство; повысить качество институтов, регулирующих деятельность бизнеса.

В этом контексте назрела важнейшая задача определения и осознания государством проблем национальной экономики, ее системно-структурных составляющих, и сформировать программу развития. Как считает академик С. Глазьева,

структурная политика в постреформенной экономике России не применялась, что сначала привело к деградации ее технологической структуры, а затем, неизбежно вызвала структурный кризис [36].

В. Кудров, анализируя процессы «накопление –сбережение», показывает неэффективность использования ресурсов развития и тоже призывает к модернизации экономики [91].

Отдельные авторы (Ивантер В. В., Порфирьев Б. Н., Широков А. А., Шокин И. Н) считают, что российская экономика определяется структурно-технологическим неравновесием, по причине научно необоснованного распределения производственных и финансовых активов в технологическом, отраслевом и региональном аспектах. Они считают, что нужна специальная «структурно-инвестиционная политика» устранения существующих диспропорций, которые не могут быть урегулированы на основе рыночных принципов. [59]. Вышеуказанные схемы реформирования экономики РФ, можно сказать, были сформированы на основе анализа действующей практики в период с 2000 года и позже. Ряд авторов рассматривал эти же проблемы и с позиций теории. Сопоставляя факты и положения, было замечено, что «экономической теории не вполне успевают за экономической практикой, а это означает, что мировые экономические процессы, монополизация, вмешательство государств в глобальную конкуренцию, торговые барьеры, шоки, кризисы не находят удовлетворительного научного объяснения.[111]. А российская перестройка не укладывается в парадигму индустриальной эволюции, которую Д. Дози, описывает как исторический процесс, содержащий разные зависимости от предыдущего этапа развития и необратимости [51].

В рамках индустриальной эволюции осуществляется естественный отбор лучших технологий (тренд), при этом возможны отклонения технологической и институциональной эволюции от тренда, когда доминируют менее эффективные технологии или организационные формы, которые были в принципе доступны, но не нашли применения. Какие же жесткие ограничения предъявляет история действиям людей и организаций? И что способствует их выходу за пределы конкретных технологий, организационных структур, институциональных образований?

Ответа на этот вопрос по существу пока нет [110]. Однако некоторые авторы предполагают, что «спекулятивный интерес в системе «бизнес – власть» начинает доминировать над научными принципами развития экономики»[9, стр. 31]. В некоторой степени это подтверждается реальной практикой взаимодействия представителей бизнеса и власти в РФ. Так лица, получившие частную собственность на активы, не проявили в своем поведении никакой рациональности, на которую опирается как на постулат теория фирмы, которую Дози, оправданно подвергает сомнению в работе «Экономическая координация и динамика: некоторые особенности альтернативной эволюционной парадигмы // «Вопросы экономики», № 12, 2012» [51]. Одним из убедительных подтверждений этого является вывоз сотен миллиардов долларов из страны, которые по здравой логике должны были быть направлены на реинвестирование роста объема производства корпораций (см. табл.1.1), что показывает явный провал корпоративного управления, как рыночного механизма регулирования экономики, пришедшему на смену плановым методам.

Таблица 1.1 Вывоз капитала за границу

Годы	Объем вывоза млрд. долл	Годы	Объем вывоза млрд. долл
2008	133,6	2014	154,1
2009	57,5	2015	56,9
2010	30,8	2016	15,4
2011	81,4	2017	31,3
2012	53,9	2018	60
2013	61	итого	766,2*

Источник http://fincan.ru/articles/28_ottok-kapitala-iz-rossii-ctatistika-po-godam/

* Сумма, рассчитанная с 1994 года

Стиглиц, отмечая проблемы экономики РФ, в частности, объясняет это и провалами корпоративного управления, когда в сочетании с анархией новых собственников и слабой регуляторной позицией государства возникает возможность изъятия капиталов из воспроизводственного цикла путем распродажи и вывоза за границу активов [178]. Естественно, что подобные проявления « российского

рынка» существенным образом сдерживают рост экономики РФ. Вместе с тем многие авторы: Ивантер В.В., Говтвань О.Дж., Гусев М.С., Ксенофонов М.Ю., Кувалин Д.Б., Винслав, Ю. Б., Осьмаков В.О. и др., считают, что потенциал роста национальной экономики достаточно высокий даже в сложившихся постперестроечных условиях [22, 57, 129]. Как представляется, приватизация дала больше негативных факторов, чем позитивных: подлинно рыночные механизмы (предпринимательство, частная инициатива, конкуренция, владение собственностью, корпоративная организация бизнеса и многое другое) не смогли восполнить потерю системности и связности экономики, сбалансированность функционирования, планомерность, кооперацию, отраслевую пропорциональность и обоснованность цен [94, 106, 129, 136, 184]. Тем не менее, «экономика существенно недоинвестирована, не удовлетворена значительная часть потребности населения в жилье; во многих регионах низок уровень обеспечения объектами транспортной, энергетической и социальной инфраструктуры; сохраняются серьезные разрывы в отраслевой и технологической ткани отечественной экономики (есть производство электроники, но нет собственной полноценной элементной базы; есть производство техники, но почти нет высокотехнологичных станков отечественного производства, и т.д.)» [57, стр. 4]. Однако базовые производственные факторы роста в российской экономике имеются при отсутствии ресурсных ограничений. Загрузка производственных мощностей не более 70-80%, следовательно, при увеличении спроса можно быстро обеспечить увеличение объемов выпуска. Значительны резервы и в области повышения эффективности занятости и, производительности труда. Как утверждают авторы статьи «Система мер по восстановлению экономического роста в России» [57] около 1/3 персонала российских компаний заняты недостаточно квалифицированным трудом, с плохой организацией рабочих процессов. Это, конечно же, значительный резерв роста, поскольку при обеспечении этой категории работающих современными рабочими местами производство в стране может вырасти на десятки процентов.

Сложившаяся экономическая модель российской экономики (ресурсная направленность, пассивность в инновационной сфере, низкая доля обрабатываю-

щих, высокотехнологичных отраслей, низкая заработная плата, стагнация роста ВВП и т.д.) вызывают угрозы, требующие немедленного реагирования со стороны государства в форме адекватной промышленной политики, ориентированной на улучшение качества жизни населения и обеспечение национальной безопасности, обусловленной необходимым уровнем роста ВВП. Концептуальная основа промышленной политики должна включать четкое представление об отраслевой структуре промышленности в масштабах всей экономики. В частности Тамбовцев В., в работе [181] аргументировано показывает, что экономика устойчиво растет, если ее структура определяется значительным числом крупных корпораций, значимой долей средних и малых компаний, гибко реагирующих на новые идеи и перспективы. Реальная безопасность государства обеспечивается теми секторами и отраслями производства, которые важны как по критерию эффективности, так и в аспекте национальной безопасности. Автор полагает, что государство имеет возможность предложить необходимые стимулы и преференции развитию конкурентных высокотехнологичных отраслей. Весьма важный императив обеспечения роста экономики заключается в создании институтов обеспечения инвестирования экономического роста. В этом контексте, как считают авторы [110, 111] необходимо создать и внедрить в практику управления национальной модели корпоративного управления, именно в этом кроются существенные резервы инвестирования, в частности, появится возможность резко сократить вывоз капитала за границу, что позволит обеспечить значительный прирост инвестиций в экономику. «Бегство капитала из России ускорилось в 2020 году и достигло 47,8 млрд долларов. Это в 2,2 раза больше, чем было в 2019 году, свидетельствуют данные Центробанка. Всего же с 1994 года чистый отток капитала из России вырос до 829,6 млрд долларов. Эта сумма превышает ВВП Швейцарии – 708 млрд дол., Саудовской Аравии – 681 млрд. или Турции – 650 млрд.»[206]. В частности следует активизировать создание крупных корпораций при одновременном формировании национальной модели корпоративного управления. Это позволит избавиться от «инсайдерской, предпринимательской модели, характерной для переходных экономик, «когда единоличный собственник или ограниченное число соб-

ственников владеют активами и финансовыми результатами деятельности корпорации» [111, стр. 135]. Переход к современным, социально ориентированным моделям корпоративного управления позволит включать в процессы реализации стратегий развития эффективные инвестиционные механизмы и инструменты, в том числе не распределенную прибыль корпорации, которая при отсутствии адекватного корпоративного управления проста расхищается.

Одной из болезненных проблем российской экономики является не удовлетворительное состояние ее реального сектора, чрезмерно зависящего от импорта и внешних поставок, и которые, кроме прочего, влияют и на создание новых рабочих мест. Зависимость от импорта складывалась в результате ошибочной оценки перспектив глобализации и международного разделения труда, а также упрощения представлений о необходимой структуре экономики, потери кооперационных связей и потери многих производств после распада СССР. Внешне это вполне напоминает процесс деиндустриализации. Хотя как считает Красильщиков В. [84] Россия встала не перед выбором стратегии деиндустриализации, а оказалась между деиндустриализацией, являющейся следствием роста эффективности самого индустриального сектора, и поверхностной, искусственной, вызванной внешними факторами и порочной экономической политикой. Призывы остановить деиндустриализацию путем активной промышленной политики имеют смысл только в том случае, если они нацелены на создание предпосылок для перехода к постиндустриальному обществу с экономикой знаний, что мы, кстати, и наблюдаем сегодня в ходе начавшейся реиндустриализации в США. В противном случае такие призывы являют собой призывы вернуться в прошлое и оказываются разновидностью реакционной утопии. Очевидно, что в наше время любая промышленная политика должна включать в себя подготовку квалифицированных рабочих и специалистов, сочетаясь с адекватной политикой в области образования. Но не требуют ли задачи реиндустриализации (=положительной деиндустриализации) серьезных перемен и в этой сфере? Способна ли сегодняшняя система образования обеспечить подготовку нужных для этого специалистов? Так или иначе, сегодня решение даже сугубо экономических проблем все сильнее упирается в социальную сферу,

которая сама требует новых подходов и новых решений. Это значит, что и проблема деиндустриализации не так проста, как кажется на первый взгляд

В работе «Об искусстве компромисса между целями экономической политики в свете кризиса в России в 2015–2016 годах» [7] А. Баранов, осуществил развернутый анализ динамики роста российской экономики. Здесь мы остановимся только на самых общих итогах этой работы. Так «По первой оценке Росстата, в 2016 г. ВВП России сократился относительно 2015 г. на 0,2%. В целом за 2015–2016 гг. ВВП России уменьшился на 3%. Существенно упали реальные доходы населения – примерно на 9% за два года, в том числе на 5,9% – в 2016 г. Продолжился существенный спад в инвестиционном комплексе. По предварительной оценке, инвестиции в основной капитал в 2016 г. по сравнению с 2015 г. сократились на 0,9%, а за 2015–2016 гг. – на 10,9%.» [7, стр., 49]. Данные Росстата показывают, что с 2015 по 2020 г. экономика находится в состоянии стагнации, что является убедительной аргументацией оценки ее состояния, приведенной выше, в настоящем разделе.

Ряд специалистов считают, что приоритетное значение для восстановления и активизации промышленности РФ (индустриального сектора экономики) имеет инвестиционное машиностроение [81, 82]. При этом они считают, что внутри него, в обязательном порядке, должно быть организована система машиностроительных предприятий, инвестиционного характера. В текущий период к таким предприятиям следует отнести производство кузнечно-прессовых машин, станкостроение, электротехническое производство, подъемно-транспортное, энергетическое, электронное и приборостроительное. Необходимость такой стратегии обусловлена императивом последовательного воспроизводства активной доли основных производственных фондов и всего комплекса предприятий машиностроительной отрасли. Так должно быть для нормальной национальной экономики, имеющей рациональную структуру и поступательное развитие. Однако, как считают Корнев А.К., Максимцова С.И., Трещина С.В., на практике происходит потеря ключевых для экономики страны производств, т.е. деиндустриализация. «Деиндустриализация экономики РФ сопровождается ростом добычи и экспорта

сырьевых ресурсов, прежде всего нефтегазовых, а доходы от их экспорта используются для закупок по импорту продукции обрабатывающей промышленности, прежде всего конечной. В итоге сложилась экспортно-сырьевая модель отечественной экономики, в рамках которой происходит оптимизация производственных затрат» [81, стр. 50]. Естественно, что для процесса оптимизации важным фактором является критерий оптимизации, и конечно, это не народнохозяйственный критерий, а критерий, обеспечивающий интересы сырьевых компаний. При этом доходы от экспорта нефти и газа не в полной мере восполняют затраты на приобретение продукции обрабатывающих отраслей и в первую очередь современных станков и технологических линий инновационного характера. Дефицит импортного высокотехнологичного оборудования сдерживает своевременное обновление технологий отечественных предприятий, снижает их конкурентоспособность, загрузку мощностей или вообще приводит их к ликвидации.

Весьма красноречиво демонстрируются противоположные процессы увеличения числа предприятий с одновременным снижением численности работающих во время массовой приватизации. Быстрый рост количества предприятий объясняется насильственным разукрупнением производственных объединений, с одной стороны, и цеховой приватизацией с другой. Когда, практически, каждый цех завода становился отдельным, самостоятельным предприятием. «Число промышленных предприятий увеличилось за пять лет с 61 тыс. до 156 тыс., т. е. в 2,5 раза. В дальнейшем их число изменялось в диапазоне от 161 до 145 тыс. при среднем значении в 1996-2004 гг. примерно 155 тыс. предприятий. При этом численность промышленно-производственного персонала поступательно снижалась в течение всего постсоветского периода с 20 млн. чел. в 1992 г. (328 чел. в среднем на одно предприятие) до 12 млн. чел. в 2004 г. (77 чел.)» [81, стр. 75]. Примерно с такой же закономерностью менялась численность рабочих (см. табл. 2.1). Примечательно, что количество предприятий увеличилось более чем в 2 раза, общая численность персонала, включая рабочих, снизилась на 25%. Новых собственников мало заботило производство и развитие этих предприятий. Доставшиеся почти даром, эти активы стали предметом купли продажи, о чем мы говорили выше.

Таблица 1.2. Количество промышленных предприятий и численность их промышленно-производственного персонала в 1992-2004 гг. [81, стр. 75]

Год .	Количество предприятий, тыс.	Численность промышленно-производственного персонала, тыс. чел	
		всего	В том числе рабочих
1992	61,1	20020	16344
1993	104	18864	15640
1994	138	17440	14201
1995	137	16006	13000
1996	156	14934	11870
1997	159	14009	11014
1998	159	13173	10395
1999	158	13077	10245
2000	161	13294	10440
2001	155	13282	10344
2002	151	12886	9947
2003	145	12384	9485
2004	155	11977	9093

Весьма важную информацию об особенностях развития российской экономики дает анализ «Рейтинга 400 российских компаний по объему продаж и прибыли» [207]. Из четырехсот ведущих российских компаний, почти 55% (220 - 230 зарегистрировано в Москве), примерно, 10 в Санкт-Петербурге, Татарстане - 5, Свердловской области -6, Нижнем Новгороде, Кемерове, Тюмени, в среднем, по 4. Во многих исторически промышленных городах, со времен СССР, осталось 1 – 2 относительно крупных предприятия, если опираться на рейтинг 400 [207]. При этом многие крупнейшие компании в СССР, территориально находящиеся и зарегистрированные по месту географического пребывания, например, в Кемеровской области (Металлургические комбинаты), Красноярском крае (СУЭК, АЛРОСА) оказались в юрисдикции Москвы. Длющаяся около 20 лет приватизация (с 1992 года) меняла не только собственников, но и прописку предприятий, что естественно подрывало экономику регионов. Весьма интересна и отраслевая принадлежность предприятий, вошедших в рейтинг. Так, первые в 10-ти лучших компаний попали корпорации нефтяной и нефтегазовой промышленности, за исключением Сбербанка (4 место) и РЖД (5 место), группа ВТБ (банковская деятель-

ность) и группа Магнит (торговля). При этом первые три компании по рейтингу превосходят по объему продаж вошедших в десятку в 6-7 раз. При этом высокотехнологичная компания «Объединенная авиастроительная корпорация», входящая в рейтинг на 28 –ом месте, имеет объем продаж 411578 млн. руб., по сравнению с НК «Роснефть» 8 238000 млн. руб., т.е. уступает в 20 раз.

В свою очередь, в новом рейтинге 2000 крупнейших компаний мира по результатам оценки Forbes закрепились всего 23 российских компании [241].

«В первой сотне рейтинга оказались всего три российские компании. «Газпром» занял 32 место с рыночной стоимостью в \$60,8 млрд. «Роснефть» заняла 53 строчку с капитализацией \$48,1 млрд. «Лукойл» оказался на 99 позиции (\$41,2 млрд). В первую десятку российских публичных компаний также вошли «Сургутнефтегаз» (251 место), «Новатэк» (№316), Сбербанк (№402), «Транснефть» (№405), «Норникель» (№424), банк ВТБ (№452) и «Татнефть» (№539)» [241, стр. 1].

Рейтинг возглавляет восьмой год подряд банк ICBC (Китай), рыночная стоимость которого составляет \$242,3 млрд., Втором место так же занял китайский банк -China Construction Bank. Третий - банк JPMorgan Chase.

Обновленный рейтинг учитывает степень влияния ограничительных мер из-за коронавируса, подчеркивает компания Forbes. При этом рыночная стоимость значительной части компаний из списка 2000 значительно снизилась по сравнению с прошлым годом. Например, American Airlines, опустилась в списке с 372 места на 967-е. В список вошли корпорации 64 стран, которые рейтинговая компания Forbes оценила по 4 показателям: объем продаж, валовой доход, стоимость активов и рыночная капитализация. Последнюю определяли по данным закрытых торгов 30 .04. 2021 г.

К сожалению, по мнению, многих специалистов, в России в последние годы доминирует сверхконсервативная экономическая политика органов государственного управления, что резко контрастирует с экономической политикой крупнейших мировых экономик – Китая и США [8,36, 57,195]. В Китае для активизации экономического роста в 2019 г. снизили НДС, а в 2018 г. уменьшили налог на до-

ходы физических лиц путем компенсации расходов на медицину, образование, оплаты процента по ипотеке и других. В США Д. Трамп в 2017 г. провел налоговую реформу, уменьшив налог на прибыль корпораций с 35 до 21%, введены налоговые вычеты для корпораций на инвестиции, уменьшены налоги для ряда групп граждан, в том числе для молодежи и молодых семей и т.п. После 2007 г. власти США неоднократно стимулировали экономический рост путем снижением ставки рефинансирования.

1.2 Проблемы и перспективы социально-экономического, развития Сибири

Проблемы жизнедеятельности и развития Сибири обусловлены тем, что историческое наследие расселения и размещения производительных сил, сформировавшее региональное неравенство в России не способствует устойчивому развитию, о чем говорят и пишут многие специалисты и ученые [3,15, 18, 31, 53, 87, 96]. Следует заметить, что практически у всех стран существуют подобные территориальные неравенства в развитии, однако особенность РФ, в данном случае, в том, что формирование хозяйственного комплекса не соответствовало рыночным принципам. Его стихийное реформирование после распада СССР, пошло по пути, который мог привести к весьма тяжелым последствиям. «Более половины руководителей предприятий отмечают близкий к катастрофическому характер тех процессов, которые происходят в экономике – зарегулированность бизнеса, отсутствие доступных кредитов, низкий внутренний спрос, изношенность основных активов во многих отраслях, нарастающее технологическое отставание и т.д.» [53, стр. 4]. Одновременно происходил дисбаланс в развитии территорий. Для иллюстрации территориального неравенства Э. Веселова приводит такую ретроспективу: «Так если в 1990 г. разница в объемах инвестиций в основной капитал составляла 30 раз, то по уровню среднедушевых расходов населения «бедные» и «богатые» регионы различались менее чем втрое. В переходной период асимметрия многократно возросла. В 2000 она по ВРП на душу населения составляла 26,5 раза, по душевым показателям инвестиций в основной капитал - 180 раз, по

среднедушевым доходам населения – 13,5 раза» [15, стр. 8]. В плановой экономике СССР, неравенство территорий сглаживалось за счет централизованного распределения ресурсов. В период с 2000 по 2015 проблему региональных неравенств удалось несколько снизить за счет политики выравнивания обеспеченности региональных бюджетов из федеральных источников, однако устранить регионально-территориальную дифференциацию не удалось. Так «в 2015 г. 10 ведущих регионов обеспечивали более 55% суммарного ВРП России, а 10 наименее развитых – всего 1%.» [15, стр. 8]. Особенно контрастно это проявляется в Сибирском регионе, где в 70-90 –е годы прошлого столетия, успешно функционировали территориально- производственные комплексы (ТПК) (Канско-Ачинский, Норильский промышленный комплекс, Саянский и др.) одновременно с межотраслевыми научно-техническими комплексами (МНТК), и те и другие исчезли в процессе перестройки. «Усилилась монопродуктовая направленность созданных взаимосвязей, выпали целые звенья квалифицированных переделов....Невидимая рука рынка с неизбежностью сделала свое дело: отсутствие перспектив, частая смена условий и правил ведения бизнеса, ориентация на сиюминутную доходность и возврат средств небольших по объему, привели к разрыву экономических связей, и, в конечном счете, – к дезинтеграции экономического пространства» [53, стр. 5].

Краткая характеристика Сибирского Федерального Округа [239]. Сибирский федеральный округ образован 13 мая 2000 года в составе десяти субъектов РФ: республики Алтай, республики Тыва, республики Хакасия); Алтайского и Красноярского края; Иркутской, Кемеровской, Новосибирской, Омской и Томской области. Центром Сибирского Федерального Округа является г. Новосибирск.

Территория СФО составляет 4361,7 тыс. кв. км это 25,5% территории РФ, в том числе: 59,0% леса; 8,1% - болота; 11,1% - сельскохозяйственные угодья; 3,3% - водные объекты; 18,5% - земли разного назначения.

Численность населения на начало 2019 года, составляло 17 млн. 174 тыс. человек. Стоимость основных производственных фондов – 161 трл. 810 млрд. 831 млн. 574 тыс. 244 руб. В Сибири, по сравнению с общими запасами России сосре-

доточено: 96% залежей платины, 40% свинца, 16% цинка, 80% угля, 17% молибдена, 73% никеля, 43% меди, 17% серебра, 40% золота, 51% марганцевых руд. Вклад округа в ВРП регионов, по данным 2017 года, составляет 10,4%. Доля СФО в общем объеме промышленного производства РФ в 2018 году составила 11,5%, продукции сельского хозяйства – 10,4%, инвестиции в основные фонды – 8,9%. Доля СФО в общей протяженности железных дорог России – 17,5% [170, 239, 240].

Валовой региональный продукт – 7757655,38 млн. руб. за 2018 г.

Валовой региональный продукт на душу населения – 34,5 тыс. руб. (справочно по России – 43,3 тыс. руб.).

Ведущий сектор экономики СФО – промышленность, в том числе: цветная металлургия; электроэнергетика; лесная и деревообрабатывающая; черная металлургия; химическая и нефтехимическая; пищевая и мукомольная; топливная; строительных материалов; машиностроение и металлообработка; легкая промышленность. В табл. 1.3 приведены более актуальные и расширенные сведения о СФО [163]. Приведены сравнительные данные регионов, входящих в округ.

Отставание экономики Сибири как в абсолютных показателях, так и в темпах развития просматривалась с периода приватизации, т.е. с 90-х годов прошлого столетия. Более того, проблема территориального неравенства нарастала и поэтому в 2010 году правительством была принята «Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020 г.» (Стратегия) [122], разработанная с учетом Стратегии национальной безопасности Российской Федерации до 2020 года и Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года (Концепция), утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. N 1662-р [162]. Стратегической целью развития Сибири названы устойчивое повышение уровня и качества жизни населения «на основе сбалансированной социально-экономической системы инновационного типа, гарантирующей национальную безопасность, динамичное развитие экономики и реализацию стратегических интересов России в мировом сообществе.

Таблица 1.3 Основные характеристики Сибирского Федерального округа на 2019 г.

Федеральные образования СФО	Площадь территории тыс. км	Численность населения на 1 января 2019 г., тыс. челов.	Среднегодовая численность занятых, тыс. чел.в	Среднедушевые денежные доходы (в месяц), руб.	Потребительские расходы в среднем на душу населения (в месяц), руб.	Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций, руб.	Валовой региональный продукт в 2017 г. , млн руб	Инвестиции в основной капитал ²⁾ , млн руб	Основные фонды в (по полной учетной стоимости; на конец года), млн руб
Сибирский федеральный округ	4361,7	17173,3	7852,8	25642	19773	37807	7757655,38	1574244	16181083
Республика Алтай	92,9	218,9	82,8	19503	13484	30953	44571,9	14470	142235
Республика Тыва	168,6	324,4	102,9	15603	9878	35779	59094,8	10485	114199
Республика Хакасия	61,6	536,2	230,1	21571	18855	37874	207579,1	32559	469018
Алтайский край	168,0	2332,8	1023,4	22829	17258	25519	508756,0	109925	986820
Краснярский край	2366,8	2874,0	1406,4	30015	23115	45635	1882315,9	420866	3949492
Иркутская обл.	774,8	2397,7	1084,8	24434	17855	42647	1192080,3	316397	3033414
Кемеровская обл.	95,7	2674,3	1195,0	23166	17749	38023	1058113,6	260457	2738986
Новосибирская обл.	177,8	2793,4	1327,0	28852	22895	35686	1140863,0	195950	2259167
Омская обл.	141,1	1944,2	891,7	25431	20844	32613	651044,7	118627	1131964
Томская обл.	314,4	1077,4	508,7	27296	20314	41901	511025,1	94507	1355788

Источник: Регионы России. Социально-экономические показатели. 2019: Р32 Стат. сб. / Росстат. М., 2019. 1204 с.

Основные показатели социально-экономического развития Сибири к концу 2020 года должны соответствовать среднероссийским значениям. Для этого среднегодовой темп прироста суммарного валового регионального продукта, начиная с 2012 года, должен был превышать среднероссийский показатель» [122]. Такой подход к формированию целей стратегии развития Сибири обусловлен императивом устранения отставания в развитии социального сектора и обеспечения населению регионов Сибири комфортного проживания и ведения бизнеса.

Анализ реализации Концепции показал, что практически по всем округам, проблемы пространственного развития не только не устраняются, но и продолжают усугубляться [86, 118].

В постперестроечном периоде происходило поступательное снижение веса СФО в российской экономике. Так и не был достигнут прогресс в выравнивании уровня и качества жизни сибиряков по сравнению с другими регионами. Более того постепенно уменьшалась доля СФО в важнейших показателях развития страны. «Так, в 1995 г. доля округа (в современных границах) в валовом региональном продукте (ВРП) РФ составляла 13,7%, к 2017 г. она сократилась до 9,7%. Значительным было снижение показателя ВРП на душу населения в СФО по сравнению с соответствующим средним его значением по России: 107,3% в 1995 г. и 77,6% в 2017 г.» [86, стр.47]. Можно считать, что это снижение явилось причиной того, что «За указанные годы сократилась доля округа в общероссийских инвестициях в основной капитал (с 11,5 до 8,9%), в доходах консолидированных бюджетов РФ (с 12,8 до 10,0%)» [95].

Естественно, что снижение макроэкономических показателей является следствием не меняющихся тенденций деиндустриализации хозяйственных комплексов в некоторых регионах Сибири, ожидаемого перелома в ускорении роста обрабатывающих отраслей промышленности не произошло. Можно отметить некоторые положительные моменты, связанные с уровнем диверсификации экономики Сибири за счет увеличения в ВРП сферы услуг, однако в последние годы, в основном, продолжалась деградация отраслевой структуры промышленности [86]. «Так, доля обрабатывающих производств в валовой продукции промышленности

округа (в объеме отгруженных товаров) сократилась с 78,5% в 1995 г. до 60,9% в 2017 г.» [86, Стр. 47].

Как констатируют авторы работ [11, 53, 56, 87, 89, 179] достаточно пессимистично складывается положение в социальной подсистеме. Это подтверждается статистическими индикаторами. Например, вес СФО в общероссийском конечном потреблении домохозяйств, снизился с 12,9% в 1995 г. до 9% в 2017 г. Среднегодовые денежные доходы населения, по отношению к средним по стране, сократились с 83,2% в 2005 г. до 76,1% в 2017 г. [86, 176]. К сожалению, не удалось достичь запланированных целевых показателей при реализации Стратегии, принятой в 2010 г. [238], это касается и утвержденных инвестиционных проектов. СФО начал терять население (уже в 2018 г. округ покинули почти 30 тыс. чел), что можно объяснить как отставанием от европейской части страны по критерию качества жизни, так и в результате сокращения подходящих рабочих мест. «В целом доля населения, проживающего на территории СФО (в современных границах), в численности населения страны сократилась с 12,6% в 1995 г. до 11,9% в 2017 г.» [86, стр. 48].

Мы во многом разделяем точку зрения авторов работы [86] о причинах фактического срыва выполнения Стратегии 2010 - 2020, с нашей частичной доработкой формулировок некоторых дискуссионных аспектов анализа хода выполнения Стратегии:

1. Неудовлетворительная системность проработки Стратегии, доминирование локальных проектов и решений, в части по отдельным федеральным образованиям СФО.

2. Игнорирование высокотехнологичных проектов, в том числе по организации в СФО машиностроительного производства, сопряженного с исторически сложившимися отраслями горнорудного, лесного, аграрного секторов, способствующих появлению вертикально интегрированных производств и создающих условия для выстраивания хозяйственных связей территорий.

3. Не вполне корректное формирование концептуальной модели внутреннего рынка СФО, объема и возможностей спроса, потенциала спроса сопряженных территорий, погруженность и зависимость от импорта.

4. Следует особо отметить и не доработку механизмов и институтов поддержки взаимодействий и интеграции усилий при реализации тех или иных проектов, в том числе финансового и научно-технического сопровождения.

5. Отсутствие практической координации и четкого администрирования со стороны представителей власти макрорегиона вопросов осуществления межтерриториальных проектов.

6. Исключительно важной причиной неудовлетворительной реализации Стратегии, считаем нерешенность вопросов частно-государственного партнерства, не заинтересованность бизнеса в участие в проектах, а так же проблемы, связанные с принадлежностью объектов собственности региону как налоговых резидентов. Регистрация компаний в других регионах, а для СФО это довольно распространенное явление, о чем мы писали выше, существенно подрывает экономику округа.

К сожалению, как считают ученые ИЭОПП СО РАН последнее десятилетие Сибирь (СФО) не рассматривается как важный регион развития экономики России, больше внимание со стороны государства уделяется ДФО, хотя ее потенциал и сырьевой, и научно-технологический - на порядок выше [86, 87, 92, 95]. При этом «Роль Сибири определяется не только природным потенциалом, но и тем географическим положением, которое данная территория занимает в нашей стране. Темпы и характер развития России – и в экономической и в геополитической сферах – во многом зависят от темпов и характера развития Сибири, и наоборот. Низкие темпы развития и позитивных изменений в социально-экономических процессах в Сибири ведут к замедлению развития России» [86, стр. 46]. Авторы процитированной работы аргументировано показывают, что обеспечить высокие темпы развития России отдельно от Сибири просто не получится. Исторически это утверждение доказывалось в течение 20-го столетия, когда ускоренные темпы развития Сибири, в значительной мере определяли темпы

социально-экономического развития страны в целом. Так в табл. 1.4 показана сравнительная динамика роста ВРП Федеральных Округов РФ за 8 лет, начиная с 2010 года, начало реализации Стратегии. К сожалению, в 21-ом столетии отношение государства к Сибири изменилось в худшую сторону. «Сибирь стала не только терять темпы развития, но и устойчиво переходить в разряд аутсайдеров экономического развития страны. В начале 2020 г. были опубликованы данные Росстата о динамике населения в стране. Сибирские регионы занимают одно из ведущих мест по темпам убыли населения, при этом Омская область, Алтайский край, Кузбасс (Кемеровская область) в числе «лидеров» по данному показателю» [55, 86, стр. 47].

Еще в 2005 году академик В. Кулешов с высокой долей оптимизма говорил, что «Сибирские проекты – это основа для поддержания и ускорения экономического роста в Российской Федерации, Сибирском федеральном округе. Реализация каждого из них, по предварительным оценкам, должна обеспечить не менее 0,1–0,3% прироста ВВП РФ и порядка 1% прироста валового регионального продукта (ВРП) в Сибирском федеральном округе» [92, стр. 4]. Для этого были все основания: на территории Сибири в целом, и СФО осуществляют деятельность ведущие корпорации: Газпром, «Норильский никель», «РУСАЛ», «СУАЛ», Стальная группа «Мечел», НПК «Иркут», «СУЭК», «Базовый элемент», РАО «ЕЭС России», АО «Российские железные дороги» и др. Их интересы, цели и методы развития были отражены в принятых проектах, отобранных более чем из 30 вариантов, включаемых в новую версию Стратегии [237]. Значительная часть проектов, официально включенных в Стратегию, имели экспортную направленность. Концептуально, предполагалось, что результаты реализации проектов будут способствовать развороту экспорта России на восточном направлении.

Таблица 1.4 Индекс физического объема валового регионального продукта 2019
(в постоянных ценах; в процентах к предыдущему году)

Федеральные округа РФ	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Валовой региональный продукт по субъектам Российской Федерации (валовая добавленная стоимость в основных ценах) – всего	104,6	105,4	103,1	101,8	101,3	99,4	100,8	101,8
Центральный федеральный округ	103,0	104,8	103,7	101,6	100,8	99,3	101,3	101,9
Северо-Западный федеральный округ	104,4	106,1	103,8	100,3	100,9	101,5	101,7	100,5
Южный федеральный округ	105,4	106,5	103,7	104,0	102,1	99,5	101,3	103,0
Северо-Кавказский федеральный округ	103,5	106,5	103,4	103,6	104,6	99,8	100,9	101,1
Приволжский федеральный округ	105,5	106,8	104,1	102,4	102,0	98,7	100,0	101,4
Уральский федеральный округ	106,8	104,6	101,5	102,2	99,0	98,8	100,3	103,0
Сибирский федеральный округ	104,4	105,0	103,0	102,1	101,6	98,8	100,3	102,3
Дальневосточный федеральный округ	106,8	105,3	98,6	99,1	101,9	100,7	100,3	99,8

Источник: Сформирована с использованием: Регионы России. Социально-экономические показатели. 2019: Р32 Стат. сб. / Росстат. М., 2019. 1204 с.[164]

Новые крупные проекты для Сибири и Республики Саха (Якутия), были рассчитаны на 10 лет (от базы 2002 г.) «Предполагалось, что эти проекты дадут исключительно приростную составляющую экономики, т.е. те объекты, которых в 2002 году еще не было. (за исключением предприятий по производству военнотехнической продукции, Северного морского пути и Транссиба). Речь идет о производстве продуктов и добыче ресурсов – нефти, газа, угля, производстве электроэнергии, металлов и руд, лесной продукции, недревесной продукции лесов, а также военнотехнической продукции» [93, стр. 5].

Безусловно, отмеченные процессы неравномерно протекали в разных субъектах Федерации, входящих в состав СФО. В ряде регионов (например, в Новосибирской и Томской областях) происходили позитивные изменения, приводящие к сокращению отставания в развитии и эффективности производства, в уровне жизни, в развитии высокотехнологичных производств. Следует также отметить, что в последние годы динамика производства в округе была несколько более благоприятна, чем в целом по стране, но это явилось результатом не столько наметившихся позитивных тенденций в росте производства, сколько более провальной динамики развития регионов европейской части России. К положительным тенденциям последнего десятилетия следует отнести тот факт, что с 2013 г. производительность труда в СФО по отношению к российскому показателю характеризуется устойчивой позитивной динамикой, причем на фоне относительно меньших инвестиционных издержек. Недостаточное внимание к проблемам Сибири в основных программных документах развития страны, в пространственной политике РФ и в реализации «восточного вектора» развития России. В силу особых условий своего развития (огромные территории с колоссальными ресурсами и со сложными природноклиматическими условиями, удаленные от экономических и культурных центров страны) значительная часть отмеченных выше проблем экономики и социальной сферы Сибири не может быть решена только за счет внутренних источников и усилий местных властей и сибирского бизнеса. Как и в других крупных странах мира, развитие подобных территорий базируется на сильной государственной поддержке, реализуемой в особых формах государственной простран-

ственной, структурной, инвестиционной и социальной политики. Однако в последние десятилетия существования СССР и в постсоветский период подобное внимание государства к проблемам Сибири как важнейшему макрорегиону мировой и национальной значимости существенно ослабло. Об этом свидетельствует анализ основных программных стратегических документов РФ последних лет – Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года, Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации до 2035 года, Стратегии пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года. Так, в последней из них регионы Сибири не обозначены ни в проблемах, ни в национальных приоритетах, ни в целях [179]. Другой проблемой является недостаточное использование значительного потенциала интеграционных взаимодействий на восточных рубежах и слабая вовлеченность Сибири в эти процессы.

Базовыми отраслями роста экономики Сибири в 2010-2020 годах должны были бы стать высокотехнологичные производства, такие как: информационно-цифровые, тяжелое и среднее машиностроение, новые материалы, в том числе наноматериалы, био-химические технологии, электротехническое, металлургическое производство, самолетостроение и т.д. Естественно предполагалось «увеличение добычи полезных ископаемых; геолого-разведочные работы; перерабатывающая промышленность - глубокая переработка первичного сырья (нефте-, газо-, угле-, лесохимия), производство целлюлозы, бумаги, высокотехнологичных горюче-смазочных материалов, древесных плит, мебели и продукции металлургии; агропромышленный комплекс (включая продукты питания органического производства)» [93]. Общий перечень работ и проектов достаточно полно описан в Стратегии [123]. Пространственными приоритетами развития Сибири являются: в Арктическом поясе развития - интенсивная геологоразведка, освоение новых месторождений природных ресурсов, восстановление и развитие Северного морского пути, сохранение природной среды, сохранение культуры коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации (далее - коренные малочисленные народы Севера), повышение качества их жиз-

ни; в Северном поясе развития - реализация проектов в энергетическом секторе, строительство северо-российского транспортного коридора, добыча и первичная переработка природных ресурсов (нефть, газ, лес, черные, цветные, благородные и редкоземельные металлы), строительство трубопроводов и транспортной инфраструктуры к местам первичной и глубокой переработки природных ресурсов, строительство и реконструкция перерабатывающих производств (нефте-, газо- и углекислотная, гелиевая промышленность, переработка древесины); в Южном поясе развития - строительство и реконструкция на качественно новой технологической основе машино- и приборостроительных предприятий, ориентированных на выпуск инновационной продукции. современных агрегатов, приборов, машин, оборудования и конструкций для добывающей, перерабатывающей и энергетической промышленности Сибири и Дальнего Востока, а также для экспорта за рубеж, предприятий металлургического и лесного комплексов, химической промышленности, промышленности стройматериалов, осуществляющих выпуск современной конкурентоспособной продукции, и предприятий. Как представляется, учитывая значение Сибири для России, требуется либо корректировки Стратегии, либо ее системная доработка, учитывающая огромное разнообразие природно-ресурсных, этносоциальных, структурных, климатических условий и различий, обусловленных пространственными аспектами развития. Фактор пространства в данном случае играет двоякую роль: он, может как усилить действенность структурно-инвестиционной политики государства, так и, на оборот, тормозить. При этом не следует дискриминировать роль государства в сфере в политических и экономических реформ при переходе к рыночным принципам организации пространства. Именно деятельность естественных монополий и крупных корпораций, в начале 1990-х, «резко обострили ситуацию в пространственном развитии Российского государства, которое стало крайне неоднородным, фрагментированным и моноцентричным» [23, стр. 5]. Авторы вышеуказанной работы, справедливо считают, что в результате таких реформ возникли диспропорции и проблемы, ставшие угрозой самому существованию государства, в частности:

Беспрецедентно усилились позиции «центральной и северо-западной частей России (их доля в ВРП страны увеличилась с 30,3% в 1990 г до 42,1% в 2014 г), в первую очередь за счет Москвы (доля которой в суммарном ВРП страны к 2008 г возросла до 24,3% против 9,7% в 1995 г без адекватных изменений в реальном производстве) и Санкт-Петербурга»[23, стр. 5]. Кроме того значительно повысилась концентрация бизнеса в региональных столицах сырьевых регионов и городах-миллионниках, одновременно провинциальные, не сырьевые и сельские территории России, теряют население и перспективы роста, впадают в экономическую и социальную депрессию. Тем не менее, при любых возможных сценариях и стратегиях, как считают авторы [23], будущее развитие России будет опираться на минерально-сырьевые ресурсы Сибири и Дальнего Востока. Но для этого требуется новая парадигма использования природных богатств, доставшихся нам по наследству от предыдущих поколений

1.3 Парадигма конкурентной модели электроэнергетической отрасли и ее влияние на экономику

Топливо-энергетическая отрасль - основа энергетической, а по сути, и национальной безопасности страны, процессы ее развития задают важные параметры внешней и внутренней политики, роста ВВП и социальной устойчивости государства. Дискуссии о роли и значении ТЭК в экономике РФ не теряют актуальности, остроты, а также вариативности и противоположности оценок. Авторы [104] считают основной функцией энергетических отраслей - энергоснабжение экономики. На наш взгляд, это достаточно узкая интерпретация, поскольку сам ТЭК является значительной частью национальной экономики и помимо косвенного, через промышленные предприятия, домохозяйства, различные организации оказывает прямое воздействие на ее развитие, и, в частности на рост ВВП страны. Данные табл. 1 показывают долю электроэнергетики в экономике России по сравнению с другими отраслями ТЭК, так производство и распределение электроэнергии, газа и воды сопоставимы с производством кокса и нефтепродуктов, а также с оптовой и розничной торговлей топливом, на всем промежутке рассматриваемого периода.

Кроме энергоснабжения можно назвать и такие значимые инструменты влияния как: доля отраслей ТЭК в макроэкономических индикаторах, в объемах инвестиций, в валютной выручке, налогах, темпах инфляции, микроэкономических показателей, таких как, цены и тарифы, воздействующие на себестоимость и конкурентоспособность корпораций и т.д.

Таблица 1.5 Вклад ТЭК в экономику России,

Отрасли ТЭК	Динамика показателей по годам (процентах)								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Добыча каменного угля и торфа	0,50	0,35	0,37	0,59	0,39	0,57	0,63	0,45	0,39
Добыча сырой нефти и природного газа; услуг в этих областях	8,03	8,07	7,33	6,44	6,18	6,69	7,34	7,94	8,01
Производство кокса и нефтепродуктов	3,38	2,78	2,71	3,01	2,49	2,41	3,06	2,84	3,04
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2,82	2,70	2,57	2,50	3,58	3,30	3,21	2,91	2,92
Оптовая и розничная торговля топливом	3,00	3,01	2,96	3,18	2,65	2,88	2,86	2,28	2,26
Трубопроводный транспорт	2,06	1,94	1,66	1,51	1,76	1,69	1,57	1,65	1,78
Чистые налоги на ТЭР	7,91	7,99	6,96	7,19	5,71	5,85	7,35	7,39	6,96
Всего ТЭК	27,70	26,85	24,55	24,43	22,75	23,38	26,01	25,46	25,36

Источник: Малахов В.А., Несытых К.В. О роли топливно-энергетического комплекса в экономике России. // Проблемы прогнозирования. 2016. № 5. [104]

Взаимодействие развития энергетики и остальной части народного хозяйства (при том, что энергетика – сама является подсистемой народного хозяйства) осуществляется через множество материальных, технологических, технических, экономических, финансовых и других связей. Их исследование вызвано решением задач управления, таких как: координация темпов развития объектов экономики и энергетики, тарифная и ценовая политика и других [138]. Все эти задачи в том или ином виде возникают на разных стадиях и уровнях планирования и прогнози-

рования энергетики. Как считают авторы вышеуказанной статьи, эти задачи характерны для любых моделей экономики и решаются во всех странах. Исследованию проблем энергетики времен реформирования РАО ЕЭС посвящено большое количество работ, таких авторов как Беляев Л.С., Подковальников С.В. [10], Волконский В.А., Кузовкин А.И [29], Генш, Т. Р. [34], Кононов Ю.Д. [76], Макаров А.А. [100-102], Проценко В.П. [159] и многие другие. В этих исследованиях, в основном, рассматриваются вопросы устойчивого развития, роль ТЭК в экономике страны, задачи его трансформации. С исчезновением централизованного планирования появилась потребность в новых инструментах исследования энергетики. А переход к рынку существенно повлиял на формирование новой парадигмы управления ТЭК, базирующейся на научно необоснованном предположении о преимуществе частной собственности на энергоактивы, а также на корпоративных принципах организации предприятий энергетики, конкуренции и других рыночных механизмах. [101].

Однако в этих работах, как представляется, нет анализа целесообразности приватизации и разгосударствления РАО ЕЭС, нет сравнительной оценки эффективности другой модели организации электроэнергетики, основанной на частной собственности и конкуренции, взамен системному единству, обусловленному типом отрасли, спецификой производства и потребления электричества и естественно историческим монополизмом функционирования. Во многих работах, посвященных постреформенному периоду деятельности РАО ЕЭС, рассматриваются достаточно частные вопросы последствий трансформации и не затрагиваются фундаментальные проблемы, такие как: ценовая и тарифная политика и ее влияние на экономику, воспроизводство и развитие энергетических активов, надежность (вспомним аварию на Саяно- Шушенской ГЭС), влияние на конкурентоспособность промышленности и ряд других.

Как известно при использовании рыночных инструментов существенно повышаются стоимостные и финансовые взаимосвязи энергетики и экономики, снижается роль государственного управления ТЭК, усиливаются противоречия между интересами государства и частными энергетическими корпорациями, что

вызывает необходимость согласования интересов государства, субъектов федерации, предприятий ТЭК и граждан.

Невозможно анализировать весь комплекс проблем взаимосвязи экономики и электроэнергетики, не погружаясь в ретроспективу рыночных реформ Советского Союза 90-х годов прошлого столетия. Как считают авторы [29] основной проблемой электроэнергетики при переходе экономики страны к рынку в 1990-е годы была ее «нерыночная структура». Отечественная электроэнергетическая отрасль, от момента создания и за все время существования была естественной монополией, в рамках которой решались фундаментальные вопросы организации ее деятельности и взаимодействия с экономикой: оптимизация цены на электроэнергию по народнохозяйственному критерию, эффективность функционирования самой отрасли, развитие, инвестиции. Можно конечно говорить, что для российских реформаторов 1990-е годы, явили пример того, как многие страны мира стали активно применять процессы реорганизации электроэнергетики с использованием рыночных принципов. Цель реформирования отрасли была артикулирована как «необходимость повышения ее финансовой эффективности с помощью рыночных механизмов конкуренции» [30, 60, 102, 120, 121, 126, 127]. Однако результаты таких реформ в большинстве не дали ощутимых положительных результатов. В ряде случаев повышение финансовой эффективности энергетических компаний происходило за счет снижения энергетической безопасности и надежности энергоснабжения, а в ряде случаев и дефицита электроэнергии. Как показала практика ряда стран, управление энергетической отраслью на основе рыночных критериев финансовой эффективности не соответствует ни принципам энергоснабжения экономики и общества, ни требованиям оптимальности развития предприятий электроэнергетики. Уникальность единой энергетической системы РФ заключается, прежде всего, в ее размерах, она охватывает восемь часовых поясов и седьмую часть территории Земли. «Она создавалась как единый технологический комплекс для одновременного электроснабжения более 70 регионов страны, каждый из которых по территории сопоставим со многими европейскими государствами. Региональный принцип разделения генерирующих источников, связанных маги-

стральными линиями высокого напряжения, и единая система оперативно-диспетчерского управления обеспечили наилучшие в мире показатели безаварийной работы электроэнергетики страны» [29, стр. 54]. Надежность электроснабжения обеспечивался технологическим запараллеливанием всех генерирующих мощностей в единую кольцевую электрическую систему с постоянным обновлением и увеличением генерации, обновления инфраструктуры и магистральных ЛЭП. Эффективность ее функционирования обеспечивалась оптимизацией режимов работы, снижением текущих затрат, что отражалась в низких тарифах на электричество и тепло. Во время трансформационных преобразований «реформаторы» знакомилась с опытом управления электроэнергетикой стран с рыночной экономикой, в частности «Франция, Финляндия, Швеция, Германия, Япония, США, имеющих различные структуры управления отраслью» [29, стр. 55]. Во Франции и Финляндии энергосистема почти 100% принадлежит государству. Контроль государства сохранился и в управлении электроэнергетикой в Японии и Германии. Подробно исследовалась работа электроэнергетики в США. Сравнение электроэнергетики СССР и США показал, что советская (российская) электроэнергетика наиболее эффективна по критериям надежности и затратам, что и было подтверждено на практике зимой 2021 г. аварийной ситуацией в штате Техас США. Период рыночных преобразований СССР сопровождался гонкой за объектами собственности как потенциальных источников финансовых потоков. Этому процессу придавался легитимный статус, начало было положено принятием Верховным Советом РСФСР 25.12 1990 г. закона «О предприятиях и предпринимательской деятельности», в соответствии с которым фабрикам, заводам, организациям по решению трудовых коллективов не запрещалось выходить из производственных объединений, началась эра «цеховой приватизации». Далее, этот законодательный акт и ряд постановлений Верховного Совета РСФСР, непосредственно стали разрушать систему управления, базирующуюся на технологических принципах организации электроэнергетики, началась ликвидация ключевых энергосистем, обеспечивающих энергоснабжение регионов. Под давлением заинтересованных лоббистов был издан «Указ Президента РФ (№ 721 от 1 июля 1992 г.)»,

который открыл дорогу окончательному развалу ЕЭС России. Этот указ позволял любому структурному образованию электроэнергетики по решению все того же трудового коллектива выйти из ЕЭС. Однако катастрофичность положения, ведущего к развалу ЕЭС, осознали подлинные специалисты, которые настояли на другом Указе Президента РФ (№ 923 от 15 августа 1992 г.) «Об организации управления электроэнергетическим комплексом Российской Федерации в условиях приватизации», который регламентировал некий порядок через механизм акционирования. С чем имели дело реформаторы? Напомним, что СССР обладал мощнейшей энергетической системой, производство электроэнергии, которого в 1990 г. достигал объёма в 1082 млрд. кВт. ч. [41, 176, 204].

В 70-е - 90-е годы прошлого столетия темпы строительства энергетических мощностей и инфраструктуры были выше темпов роста экономики в целом. Происходил «ежегодный ввод в эксплуатацию 10-11 гВт мощностей и более 30 000 км линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше. В стране был сформирован мощный комплекс проектных, строительного-монтажных и эксплуатационных организаций, обладавших высококвалифицированными кадрами» [41]. На момент начала перестройки персонал Минэнерго насчитывал 2 млн. человек.

Корпорация РАО «ЕЭС России» владела 72,1 % мощности (69,8 % электроэнергии и 32,7 % теплоэнергии) и обеспечивала поставку 96% электроэнергии в 2004г. Установленная мощность корпорации оценивалась более чем в 156 ГВт, т.е. фактически это была крупнейшая энергокомпания мира [41, 103, 204].

Как известно в результате реформирования или после реформирования электроэнергетики РАО «ЕЭС России» была ликвидирована, примерно за 6 лет, в 2008 г.

Результаты «реформы» по Чубайсу. За 2000— 2010 годы тарифы на электроэнергию подскочили в 7 раз, на отопление - в 9 раз, горячее водоснабжение - в 12 раз. Износ тепловых сетей в настоящее время превысил 63%, котельных — 55%, число порывов и аварий на коммунальных объектах выросло в 5 раз. Изношенность линий электропередачи по стране достигла 65%, отмечен спад производства электроэнергии » [41].

В текущей перспективе, как показывает практика, промышленность и экономика в целом, после проведенных реформ в электроэнергетике столкнулась с таким достаточно неприятным явлением как ежегодное повышение тарифов. Такое повышение отражается на издержках потребителей и вызывает необходимость корректировки стратегии затрат. Очевидно, повышение цен на энергоносители, в какой то мере, необходимо для поддержания внутренних затрат энергетических предприятий и формирования источников инвестиций, однако здесь не исключены и спекулятивные аспекты в условиях неразвитых институтов и достаточно неразвитого корпоративного законодательства [64, 72, 109], очевидно о высокой вероятности неоправданного завышения тарифов, идеологи приватизации отрасли не хотели думать (см. табл. 2). Хотя не обязательно обладать специфическими знаниями, что бы понять, что увеличение цены энергии начинает отрицательно влиять на рост затрат энергоемких потребителей, и, по большому счету препятствует экономическому развитию страны. Как видно из табл. 2 в указанный период темпы роста цен основных энергоносителей существенно превышали темпы инфляции [103].

Иллюстрация реформы электроэнергетики Алтайского края.

Электроэнергетика Алтайского края не является основным видом экономической деятельности, которая может определять специализацию хозяйственного комплекса федерального образования. Основные виды экономической деятельности (ВЭД) в структуре ВРП Алтайского края, например, в 2015 г. принадлежали обрабатывающей промышленности (18,2%), сельскому хозяйству (17,3%), оптовой и розничной торговле (15,7%). Доля электроэнергетики в ВРП Алтайского края в 2015 г. составил всего 1,2% [199]. Хотя по данным Алтайкрайстата [131] в структуре ВРП, в процентах - «производство и распределение электроэнергии, газа и воды» в 2010 - 4,3; 2011 - 4,2; 2012 - 4,0; 2013 - 3,8. В 2016 - 2,5; 2017 - 2,6; 2018 - 2,4, т.е. просматривается очевидное снижение использования электроэнергии, газа и воды.

Таблица 1.6 Среднегодовая динамика цен электроэнергии, газа и инфляция в процентах

Цены на энергоноситель и инфляция	Годы наблюдения								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Цена электроэнергии для всех групп потребителей	111,0	110,3	110,7	119,5	119,3	117,8	113,5	101,0	106,0
цена газа для всех групп потребителей	123,0	111,0	115,0	125,0	115,7	127,4	115,3	107,5	115,0
Индекс потребительских цен	112,7	109,7	109,0	114,1	111,7	106,9	108,4	105,1	106,8

Источник: [103, 190]

История организации предприятий электроэнергетики начинается с 1960 г., когда было создано "Барнаулэнерго"; затем в 1962 г. учредили предприятие "Барнаульские тепловые сети". В 1964 г. создаются предприятия электрических сетей: Центральные электрические сети (Барнаул), Западные электрические сети (Рубцовск), Восточные электрические сети (Бийске), Южные электрические сети (Змеиногорске). В 1966 г. образованы Кулундинские электрические сети. В 1993, практически в разгар перестройки, было создано Акционерное общество энергетики и электрификации Алтайского края АО «Алтайэнерго», являющееся структурным подразделением РАО «ЕЭС России». Алтайэнерго включало такие предприятия: ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Барнаульская теплоцентраль, а также филиалы электрических сетей [199]. После всех, в общем то беспорядочных, преобразований электроэнергетики края в 2016 г. уже насчитывалось 248 организаций и территориально-обособленных подразделений. Основными производителями электроэнергии в это время являлись крупные и средние организации, доля которых в 2016 г. составляла 98% всего объема произведенной и поставленной электроэнергии. В структуре общего объема электроэнергии собственного производства в 2016 г., 51,5% это передача электроэнергии, 46,5% - «производство электроэнергии» и 2,0% - «распределение электроэнергии и торговля электроэнергией».

В 2006-ом году создается Барнаульский филиал ОАО «Кузбассэнерго», затем - ОАО "Алтайэнергосбыт". Уже в 2007 году ОАО «Алтайэнерго» превращают в электросетевую корпорацию, основными функциями которой являлось передача электрической энергии и технологическое присоединение к линиям электропере-

дач в Алтайском крае. Настоящая организационная чехарда продолжается: все ТЭЦ и теплосетевые активы ОАО «Алтайэнерго» передаются в собственность ОАО «Кузбассэнерго». А в 2008 г. Федеральная налоговая служба зафиксировала факт прекращения деятельности юридического лица ОАО «Алтайэнерго», в результате реорганизации Общества путем присоединения к ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» (МРСК Сибирь). По данным Википедии¹ Уставный капитал ПАО «МРСК Сибири» составлял 9 481 516 324,9 рублей.

Капитализация общества на 30.12.2010 года составила 27 543 111 306 рублей.

Основными акционерами ПАО «МРСК Сибири» по состоянию на 9 июля 2013 года являются[54]:

ОАО «Россети» — 55,59%;

Donalink Ltd. (Кипр) — 27,50%

Siberian Energy Investments Ltd. (Кипр) — 9,28%

В 2013 г. корпорация «Сибирская генерирующая компания» завершила реорганизацию входящих в нее энергоактивов. К полноценной операционной деятельности приступили новые общества, выделенные из состава ОАО «Кузбассэнерго», в том числе ОАО «Барнаульская теплосетевая компания», ОАО «Барнаульская ТЭЦ-3», ОАО «Барнаульская генерация». В конце этого же года ОАО «БТСК» приняла на обслуживание муниципальные городские сети. Для Сибирской генерирующей компании Алтайский край является важным регионом. В крае находятся три крупных предприятия ПАО «МРСК Сибири». После ввода всех запланированных объектов электрическая мощность ТЭЦ-2 достигла 275 МВт. А в целом, в 2016 году производство электроэнергии достигло показателя - 7724,5 млн. кВт·ч .

К концу 2016 г. объем основных фондов по полной учетной стоимости, включая крупные и средние коммерческие организации электроэнергетики Алтайского края, увеличились по сравнению с 2014 г. в 1,5 раза и составила 78430,4

¹ https://wiki2.info/%D0%9C%D0%A0%D0%A1%D0%9A_%D0%A1%D0%B8%D0%B1%D0%B8%D1%80%D0%B8

млн. руб., почти 20,4% объема основных фондов всех крупных и средних коммерческих организаций края [199, стр. 12].

Как известно характерной особенностью основных фондов в электроэнергетике является высокий удельный вес зданий и сооружений. Так их доля в 2016 г. составила в электроэнергетике – 43,0%, в экономике – 31,5%. Также в электроэнергетике высока доля машин и оборудования – 45,6%, в экономике – 39,4%.

Электроэнергетический комплекс Алтайского края характеризуется высокой степенью износа (табл. 3). Как видно из таблицы, износ основных фондов электроэнергетики на протяжении рассматриваемого периода нарастал, что говорит о низких темпах инвестирования в основной капитал. Наиболее изношенными, у организаций электроэнергетики, на конец 2016 г., являлись транспортные средства (69,8%), здания и сооружения (60,5%), машины и оборудование (58,5%), для сравнения в 2014 г. – 60,7%, 51,6%, 44,7% соответственно (табл. 3).

Подобно Алтайскому краю происходили процессы хаотичной приватизации и столь же хаотичного акционирования. Над всеми этими процессами, как представляется, доминировал не методологический принцип системности действий, а спекулятивный интерес группы так называемых реформаторов, имеющих цель захватить энергоактивы страны и региона.

Вполне аргументировано, изложенное выше предположение о характере приватизации энергоактивов, подтверждается «калейдоскопом» создания и «пересоздания», регистрации начала деятельности и регистрация закрытия деятельности. Видно, что субъекты приватизационных операций, действовали методом проб и ошибок или методом случайного поиска. Обычно такой алгоритм действий характерен не для персонала с высокими компетенциями, а для дилетантов, которые обучаются в процессе работ по достижению целей. Поэтому естественным итогом всех этих чрезмерных затрат многих реорганизаций стало многократное повышение стоимости электроэнергии для всех групп потребителей. Стратегической целью развития энергетики Сибири на долгосрочную перспективу является эффективное использование существующего топливно-энергетического потенциала для обеспечения устойчивого роста экономики и улучшения качества жизни

населения регионов. Стратегическими приоритетами долгосрочной государственной энергетической политики являются энергетическая безопасность, энергоэффективная экономика, экономическая эффективность энергетики, рассматриваемая с позиций обеспечения интересов государства (бюджетная эффективность) и бизнеса (финансово-экономическая устойчивость энергетических компаний) и экологическая безопасность для природы и сред обитания. Сибирь с ее высокой обеспеченностью энергоресурсами является регионом генерации электроэнергии, который обеспечивает почти 14% всей генерации электроэнергии в стране. Выработка электроэнергии в СФО обусловлена постройке в свое время каскада крупных гидроэлектростанций.

Таблица 1.7 Степень износа основных фондов по видам экономической деятельности, процентах

	Всего	Здания	Сооружения	Машины и оборудование	Транспортные средства
Производство, передача и распределение электроэнергии					
2014	46,3	26,2	51,6	44,7	60,7
2015	52,6	28,8	52,6	57,5	64,7
2016	56,8	29,5	60,5	58,5	69,8
из него: производство электроэнергии					
2014	32,0	22,2	29,1	33,6	82,3
2015	55,2	24,9	40,1	68,6	80,0
2016	42,3	28,7	37,0	47,2	80,1
передача электроэнергии					
2014	50,7	28,2	53,6	51,0	59,4
2015	52,1	30,0	53,2	54,6	62,7
2016	60,2	29,8	62,0	62,3	68,3
распределение электроэнергии и торговля электроэнергией					
2014	58,1	29,2	28,6	75,2	47,0
2015	60,4	32,1	12,7	77,9	67,9
2016	60,4	38,0	25,4	79,3	76,4

Источник: [199]

Кроме того, в округе большие запасы каменных углей (Канско-Ачинский и в меньшей степени Кузнецкий угольные бассейны), достаточно удобных для добычи. Компактная генерация дополняется развитой сетевой инфраструктурой, которая способствует снабжению электричеством разнообразных потребителей, в том числе и значительно удаленных от электростанций. Однако рассматриваемая инфраструктура достаточно слабо представлена вне больших городов и населенных пунктов, например, в ряде районов Красноярского края и Республики Тыва, где есть богатые месторождения минерального сырья.

В работе [14] рассматривается одна из проблем электроэнергетики, которая якобы возникла как противоречие между ее технико-технологической подсистемой и подсистемой управления с не адекватными ей организационными структурами и инструментами. Начался процесс приватизации и одновременно реформирования энергетики. Естественно, начал проявляться частный интерес к энергоактивам, был запущен процесс создания частных сетевых компаний, о чем было сказано выше, в результате изменилась система управления энергетикой, однако парадигма управления осталась прежней. Как считают авторы [14] она как не была ранее ориентирована на потребителя, так не стала ориентированной после реформы. При этом принудительная организация оптового и розничного рынков, методом либеральной приватизации, не способствовали появлению подлинно рыночных отношений и конкуренции на энергетическом рынке. Отсюда множество противоречий между поставщиками энергоресурсов, потребителями и государством. Ситуация усугубляется тем, что тарифы растут, качество не улучшается. Дополнительные затраты, несут предприятия, население, бюджет и малый бизнес. Конкуренция, как достаточно примитивный козырь реформаторов, эффективный для совершенных рынков эпохи классического капитализма, внутри отдельных систем не обеспечивает нужного эффекта: технологического, экономического, инвестиционного и т.п. Все владельцы энергоактивов стали дружно апеллировать к единственной монополии – государству в стремлении решить свои финансовые проблемы. А между тем конкуренция, о которой «мечтали» реформаторы растет между различными типами ТЭК, поскольку работая на одном потребительском

рынке, они стали конкурировать за ресурсы в топливном секторе и зачастую пересекаются в других сферах деятельности. Значительно усиливается конкуренция между централизованным и децентрализованным энергоснабжением, между крупной и распределенной генерацией энергии. Растет конкуренция за дешевые энергоресурсы, платежеспособного потребителя, интеллектуальный ресурс, инвестиции и т. п. Вызовы нового времени. В сложившейся ситуации, с одной стороны, снижается надежность, качество, доступность энергоснабжения, а с другой – повышаются требования к качеству и надежности энергоснабжения, возрастает активность потребителя к выбору вида энергоснабжения, типа энергоносителя, регулирования своего спроса и т. п. Для разрешения этого противоречия необходима новая энергетика, построенная на других принципах, соответствующих концепции постиндустриального общества с высоким качеством жизни, интеллектуализацией всех сфер деятельности и инновационной экономикой, основанной на знаниях и высокоразвитом человеческом капитале. Формированию новой парадигмы в энергетике способствуют внутренние и внешние факторы, включая такие, как: – Развитие доступного рынка технологий и оборудования, технических и проектных решений. – Формирование высокого уровня информационного обеспечения, телекоммуникационных технологий. – Ценовая дифференциация производимой энергии (как одного вида, так и различных видов) и возможность выбора типа энергоносителя для удовлетворения различных нужд. – Инфраструктурная общность, прежде всего в информационном и телекоммуникационном обеспечении энергетических систем, проявляющаяся несмотря на их раздельное существование. – Общность территории обслуживания, рынка сбыта, доступность близких услуг, использование одних и тех же первичных энергоресурсов. – Единство главной задачи, состоящей в надежном, качественном, безопасном, экологически чистом и доступном обеспечении энергетическими услугами социальной сферы и экономической деятельности. – Развитие научных исследований и разработок в области технологической и технической интеграции систем энергетики. Неустойчивость функционирования рынков газа, электроэнергии и тепла, активность потребителей в управлении собственным энергопотреблением вызывает существен-

ную неопределенность режима работы электроэнергетической, газовой и тепло-снабжающей систем.

Выводы по разделу

1. Рассматривая итоги рыночных реформ можно констатировать, что невозможно обойти или проигнорировать очевидные теоретические и методологические принципы организационных действий и при этом получить искомый результат. Очевидно только одно: поверхностные знания, спекулятивные личные и корпоративные интересы не способствовали появлению рыночной модели российской экономики, способной к саморазвитию и эффективному росту.

2. Анализируя ретроспективу экономики РФ и исследуя работы многих ученых и экспертов, в разделе было отмечено, что самое настораживающее явление это резкая дифференциация доходов и потребления населения, кроме того был подтвержден вывод многих авторов о том, что социально-экономическая модель экономики РФ не обеспечивает устойчивого, динамического развития, и требует коренного изменения.

3. Результаты исследования, описанные в разделе показали, что приватизация дала больше негативных факторов, чем позитивных: рыночные механизмы (предпринимательство, частная инициатива, конкуренция, владение собственностью, корпоративная организация бизнеса и многое другое так и не были созданы), построенная модель рынка не смогла восполнить потерю системности и связности экономики, сбалансированность функционирования, планомерность, кооперацию, отраслевую пропорциональность и обоснованность цен.

4. Рассматривая историческое наследие расселения и размещения производительных сил Сибири, удалось, как представляется, сформулировать причину проблем ее жизнедеятельности и развития, в том числе понять, как формировалось региональное неравенство в России. В частности, в 70-90 –е годы прошлого столетия, успешно функционировали территориально- производственные комплексы (ТПК) (Канско-Ачинский, Норильский промышленный комплекс, Саянский и др.) которые исчезли в процессе перестройки: стала доминировать моно-

продуктовая направленность взаимодействий (проще и быстрее извлекать прибыль и ренту), выпали целые звенья квалифицированных переделов.

5. Не выполнение программ модернизации Сибири можно объяснить неудовлетворительной системной проработкой Стратегии развития. Игнорирование высокотехнологичных проектов, в том числе по организации в СФО машиностроительного производства, сопряженного с исторически сложившимися отраслями горнорудного, лесного, аграрного секторов, способствующих появлению вертикально интегрированных производств и создающих условия для выстраивания хозяйственных связей территорий. Не вполне корректно были сформированы концептуальные модели внутреннего рынка СФО, объема и возможностей спроса, потенциала спроса сопряженных территорий, погруженность и зависимость от импорта. Исключительно важной причиной, неудовлетворительной реализации Стратегии, на наш взгляд, считаем нерешенность вопросов частного государственного партнерства, не заинтересованность бизнеса в участии в проектах, а так же проблемы, связанные с принадлежностью объектов собственности региону как налоговых резидентов. Регистрация компаний в других регионах, а для СФО это довольно распространенное явление, существенно подрывает экономику округа.

6. Топливо-энергетическая отрасль - основа энергетической, а по сути, и национальной безопасности страны, процессы ее развития задают важные параметры внешней и внутренней политики, роста ВВП и социальной устойчивости государства и региона.

7. С исчезновением централизованного планирования появилась потребность в новых инструментах исследования энергетики. А переход к рынку существенно повлиял на формирование новой парадигмы управления ТЭК, основанной на навязанной отрасли спекулятивным образом частной собственности на активы, на корпоративных принципах организации предприятий энергетики, конкуренции и других рыночных механизмах, что кардинальным образом ударило по ценообразованию, а в конечном итоге, по экономике в целом.

8. Проблемы энергетики и экономики широко обсуждаются в научной литературе, однако, как представляется, в ней нет анализа целесообразности приватизации и разгосударствления РАО ЕЭС, нет сравнительной оценки эффективности другой модели организации электроэнергетики, основанной на частной собственности и конкуренции, взамен системному единству, обусловленному типом отрасли, спецификой производства и потребления электричества и естественно историческим монополизмом функционирования. Во многих работах, посвященных постреформенному периоду деятельности РАО ЕЭС, рассматриваются достаточно частные вопросы последствий трансформации и не затрагиваются фундаментальные проблемы, такие как: ценовая и тарифная политика, воспроизводство и развитие энергетических активов.

9. Как показал анализ практики деятельности российской экономики за последние годы, промышленность и экономика в целом, после проведенных реформ в электроэнергетике столкнулась с таким достаточно неприятным явлением как ежегодное повышение тарифов. Такое повышение отражается на издержках потребителей и вызывает необходимость корректировки стратегии затрат. Очевидно, повышение цен на энергоносители, в какой то мере, необходимо для поддержания внутренних затрат энергетических предприятий и формирования источников инвестиций, однако здесь не исключены и спекулятивные аспекты в условиях неразвитых институтов и достаточно неразвитого корпоративного законодательства

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПОСТАВОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИБИРСКОМ РЕГИОНЕ

2.1 Анализ проблем обоснования развития электроэнергетики в аспекте совершенствования взаимодействия с экономикой

Общеизвестно, что электроэнергетика является составной частью современного системного инфраструктурного комплекса, в который входят топливоснабжение, электроснабжение, теплоснабжение, холодоснабжение. Каждая из этих подсистем, обладая своей организационно-производственной структурой, выполняет функции производства, транспортировки, распределения и доставки потребителям энергии как товара. Достаточно часто эти услуги взаимодействуют и конкурируют на энергетическом рынке, особенно в аварийных режимах и режимах взаимозаменяемости энергоресурсов и энергоуслуг. Последнее показывает на естественную системную организацию (целостность) ТЭК, которая требует адекватных методологических и методических подходов к ее исследованию. Анализ практики функционирования российской энергетики, показывает на усиление организационного и технологического дисбаланса в ее развитии. Это, в частности, подтверждают крупные аварии с тяжелыми исходами, происшедшие в последние годы, как в РФ, так и во всем мире [27, 28]. Этот дисбаланс возник, прежде всего, из-за нарушения системных принципов в управлении электроэнергетическими компаниями, в частности, по причине навязывания России ложного постулата о повышении эффективности энергокомпаний, действующих в условиях рыночной конкуренции. Так называемая рыночная конкуренция, как было отмечено в первой главе настоящего диссертационного исследования, создавалась искусственно, вопреки естественному эволюционному процессу развития электроэнергетики в период перестройки 1990-х, 2000-х годов. Приватизация осуществлялась для реализации частного интереса: из единой системы искусственно выделялись некие части энергосистемы, затем приватизировались, появлялись новые собственники, между которыми и начиналась конкуренция. Энергетика России была историче-

ски построена под централизованное вертикально интегрированное управление и территориальное размещение производительных сил. С начала ее реформирования иными стали отношения собственности, претерпела изменение система управления энергетикой, вместе с тем философия управления, технико-технологическое устройство остались прежними. Приватизация, либерализация в энергетике, организация оптового, розничного рынков не способствовали демократизации отношений на энергетическом рынке, не обеспечили должного уровня развития и управления энергетикой (Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко) [29]. Это привело ко многим противоречиям между поставщиками энерго-ресурсов и их потребителями. Ситуация усугубляется тем, что тарифы растут, качество не улучшается, для поддержания крупных компаний Правительство РФ увеличивает тарифы. Конкуренция внутри отдельных систем не обеспечивает должного эффекта: технологического, экономического, инвестиционного и др. Вместе с тем растет конкуренция между различными типами систем энергетики, которая обусловлена тем, что все они работают на одном потребительском рынке, конкурируют за ресурсы на топливо и нередко пересекаются в других сферах деятельности. Значительно усиливается конкуренция между централизованным и децентрализованным энергоснабжением, между крупной и распределенной генерацией энергии. Растет конкуренция за дешевые энергоресурсы, платежеспособного потребителя, интеллектуальный ресурс, инвестиции и т. п. В сложившейся ситуации, с одной стороны, снижается надежность, качество, доступность энергоснабжения, а с другой – повышаются требования к качеству и надежности энерго-снабжения, возрастает активность потребителя к выбору вида энергоснабжения, типа энергоносителя и структуры собственного спроса. Для разрешения этого противоречия необходима другая парадигма управления энергетикой, направленная не на отраслевую обособленность и эффективность, а на деятельность, обеспечивающую оптимальное взаимодействие с экономикой [160]. Формирование такой парадигмы обусловлено народнохозяйственными задачами развития экономики в отраслевом и региональном аспекте. Так даже при пессимистическом прогнозе «России в консервативном сценарии развивается среднегодовыми темпами

роста ВВП ~ 1,6%. Норма накопления составит около 20% ВВП, а вклад ТЭК в ВВП останется в пределах 21-20% и только к 2040 г. уменьшится до 17%. По объему ВВП (по паритету покупательной способности валют в международных долларах) Россия в 2035 г. опередит Германию, оставаясь на шестом месте в мире – за Китаем, Индией, США, Индонезией и Японией» [101, с. 73]. Т.е. даже в условиях слабого роста экономики вклад энергетики в ВВП страны остается весьма и весьма высоким.

Экстенсивный рост экономики России в рамках сырьевой парадигмы роста и явные структурные проблемы отечественной экономики, проявившиеся в ходе экономического кризиса 2014-2015 гг., вызвали научный интерес многих специалистов к формированию стратегий ее посткризисного развития, о чем говорилось в первой главе настоящего исследования. При этом во многих исследованиях отводится важная роль топливно - энергетическому комплексу как ключевому инфраструктурному фактору экономики, способствующему устойчивому экономическому росту за счет повышения конкурентоспособности обрабатывающих отраслей промышленности и сферы услуг. Сходные функции ТЭК закреплены и в Проекте Энергетической стратегии России, которая, в частности, требует от энергетики «стимулировать развитие экономики и повышение уровня жизни населения за счет расширения сферы и качества энергетических услуг при сдерживании цен на энергоносители, увеличения инвестиционного спроса на отечественную продукцию и налоговых поступлений в бюджеты всех уровней [201]. Очевидно, ценовая политика государства в электроэнергетике должна ориентироваться на экономически обоснованное сдерживание роста внутренних цен. При этом ценовые ограничения для электроэнергетики должны учитывать объективные экономические условия, необходимые для реализации производственных и инвестиционных решений контрагентами, которые в действующей, конкурентной среде обязаны ориентироваться на коммерческую эффективность инвестиций. В условиях посткризисного развития экономики эти агенты сталкиваются с разнородными неопределенностями на рынках электроэнергии, топлива, оборудования, влияющими на масштабы производства, уровень себестоимости и потребности в финан-

сировании капитальных вложений. В этой связи уровни цен необходимые для отрасли и желаемые для государства (общества) на электроэнергию являются крайне важными параметрами развития экономики. Участникам рынка они позволяют своевременно разрабатывать или адаптировать свои бизнес-стратегии, а государству – своевременно совершенствовать инструменты ценообразования и стимулирования инвестиций в электроэнергетике. По нашему мнению концептуальные подходы к формированию инструментальной основы и политики государства к управлению взаимодействием электроэнергетики и экономики рассматривались без учета фактора их взаимодействия [14, 29, 82, 101]. Большое количество работ, посвящено различным прогнозам развития энергетики [29, 31, 33, 40, 76 -79, 102], соотношению традиционной энергетики и энергетики, возобновляемых источников [40, 126, 137. 138, 156, 165, 193], определению оптимальной структуры генерирующих мощностей по критерию общественной эффективности [10, 14, 28, 30, 100, 159]. Вместе с тем в этих работах достаточно мало уделено внимания вопросам финансово-экономического обоснования вариантов организационных и инвестиционных решений [120, 159, 201]. Параллельно идет дискуссия о разумных параметрах ценовой политики государства в электроэнергетике, позволяющих балансировать интересы потребителей и энергокомпаний [49, 60, 121]. В этой связи особенно актуальной становится количественная оценка последствий влияния тех или иных внешних факторов (спроса на электроэнергию, технологических приоритетов в инвестиционной деятельности, цен на топливо), непродуманные реформы.

Прежде чем приступить к рассмотрению предметной области исследования в контексте поставленных задач, необходимо дать характеристику существующим на практике энергетическим рынкам. В рамках данного диссертационного исследования мы рассматривали модели, описанные в работах [8, 10, 28, 79]

Анализ литературных источников, и в частности, Беляев Л.С. «Рынки электроэнергии: экономический анализ, практический опыт и особенности их организации на востоке России и в Северо-Восточной Азии» [8] и «Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использо-

вание» / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др. [10] показывает на наличие широкого разнообразия рынков, однако исследователи, вполне обоснованно, ограничиваются 4-мя основными моделями электроэнергетического рынка.

Первая модель: естественная монополия (конкуренция отсутствует), функционирует под воздействием регулятора (государство). Обычно это вертикально-интегрированная компания, с предметно замкнутым производством, охватывает все виды деятельности: выработка, транспортировка, снабжение и сбыт электроэнергии. Такой вид рынка электроэнергетики сложился естественно-историческим путем и был законодательно закреплён в первой половине XX века почти во всех капиталистических странах. Для этого рынка разрешается подключение сторонних генерирующих компаний к монопольным сетям. Очевидно, что эта форма рынка послужила основой начала реформирования, или трансформации электроэнергетики.

Все остальные модели рынка обусловлены различными формами выделения или дифференциации общих функций монополии (генерация, доставка, сбыт и т.д.) с организацией под каждую функцию отдельных компаний.

Вторая модель. Единый покупатель, это может быть организация - посредник, оптовая компания и т.п. Родовой признак этой модели – разделение сферы генерации на некоторое количество автономных электрогенерирующих предприятий (ЭГП), которые предназначены для конкуренции друг с другом за поставку электроэнергии единому оптовому покупателю. Все остальные сферы остаются вертикально-интегрированными, а по отношению к потребителям эта компания по-прежнему остается вертикально-интегрированной. Такая модель требует регулирования со стороны государства деятельности оптового покупателя, особенно в части назначения согласованных цен на электроэнергию, покупаемую у производителей и продаваемую конечным потребителям.

Третья модель. В рамках этой модели формируют конкурентный оптовый рынок, для чего функция передачи электроэнергии разделяется по географической территории ее распределения. Для этого создаются транспортно-сетевые

компания, территориальные распределительно-сбытовые компании (РСК) и специализированные рыночные структуры. Оптовые цены не регулируются, но продолжают регулироваться РСК и розничные цены.

Четвертая модель предполагает конкуренцию и на оптовом, и на розничном рынках. Для этого подвергаются дроблению функции распределения и функции сбыта электроэнергии, структурно подкрепляемых созданием территориальных регулируемых распределительных компаний и некоторого числа независимых сбытовых компаний (СК). Таким образом, возникают рынки электроэнергии с розничными, свободными ценами [8].

В целом, первая и вторая модели характеризуют рынки регулируемых ценам (тарифов), а две оставшиеся представляют рынки свободных цен, т.е. классические рынки со свободной конкуренцией. Во многих странах мира, в тех или иных формах присутствуют все модели реализации электроэнергетического рынка. Обычно трансформацию первой и второй модели в третью и четвертую (более глубокое реформирование) называют «дерегулированием». Для электроэнергетики оно оказалось достаточно принципиальным переходом, практически, к другой парадигме организации энергорынка. Во многих случаях это вызвало многие проблемы и отрицательные последствия. В отдельных странах, погоня за конкуренцией закончилась тем, что они вновь вернулись к регулированию цен»

Объективные и субъективные причины и цели трансформации электроэнергетики.

Во многих развитых странах реформирование осуществлялось в ситуации экономического роста и других благоприятных условиях: значительные резервы генерирующих активов, от 30 до 40 %, низкие темпы увеличения спроса на электричество. Преимущества дешевого природного газа для генерации; развитые электрические сети и т.д. Основным мотивом трансформационных преобразований была высокая цена на электроэнергию, считалось, что реформы проведут к их снижению. Надеялись, что конкуренции в сферах генерации и сбыта приведет к повышению эффективности и снижению издержек производства электроэнергии, а следовательно, и к снижению цен для конечных потребителей. «Многие разви-

тые страны (Великобритания, некоторые штаты США, Австралия, Скандинавские страны) провели дерегулирование электроэнергетики, организовав конкурентные оптовые и розничные рынки [8, стр. 2].

В странах с развивающейся экономикой на реформирование электроэнергетики возлагалась надежда, в большинстве случаев, увеличения инвестирования при недостатке государственных средств развития отрасли и высоких темпах роста электропотребления. Идея заключалась в привлечении частных (в том числе, иностранных) инвестиций. При этом некоторые страны (Китай и Индия) не стали отказываться от регулирования цен на электричество, отказавшись от идеи свободного рынка в этой сфере. В свою очередь Чили, Аргентина, Бразилия выбрали третью модель организации электроэнергетической отрасли, организовали конкурентные оптовые рынки. Существенную роль в выборе варианта реформирования и в развитых, и развивающихся странах сыграла обеспеченность первичными энергоресурсами, особенно природным газом. Поскольку для возмещения существенных инвестиционных затрат на реализацию проектов строительства ГЭС, АЭС, КЭС на угле в условиях конкуренции необходимы весьма высокие оптовые цены на электроэнергию (требование условий окупаемости по чистой приведенной стоимости). Поэтому, там, где перешли к конкурентному рынку, генерация осуществлялась, в основном, только за счет ПГУ.

В научной литературе по электроэнергетике, а также среди специалистов принято, писать и говорить о трансформации (реформировании) электроэнергетики, а на деле, подразумевается, что реформируются электроэнергетические системы (ЭЭС), это крайне сложные, многоэлементные и многофункциональные, организационно, технически и технологически построенные комплексы по выработке, трансформации, передаче электричества для всей социально-экономической сферы страны.

В работах [10, 31] при обсуждении вопросов реформирования электроэнергетики, уже в более явной форме используют ЭЭС. При этом варианты организации электроэнергетики, несколько отличаются от рассмотренных в этом разделе моделей организации, описанных в [8]. Возможны различные варианты органи-

зации электроэнергетики, предопределяющие различия в структуре и характере задач ее развития. Такими вариантами являются (см. рис. 2.1) графа М «модели организации электроэнергетики».

Данные варианты – модели, инициируют при их реализации большое число параметров неопределенности, и что самое важное, психофизические и ментальные характеристики субъектов (активных элементов), которые начинают воздействовать на управляющую систему, в нашем случае на электроэнергетическую компанию, при переходе от М1 к М3 или М4.

На рисунке приведены данные об отношении к рынку в контексте конкуренции и рыночных ценах, численность участников рынка (C_i), приводится такая организационная характеристика как число «активных элементов», т.е. таких представителей независимых компаний, которые реально влияют на принятие решений в этих компаниях, а, следовательно, определяют все важные параметры ее развития и поведения в конкурентной борьбе.

№ п/п	Модели организации электроэнергетики [8,10]	Отношение к конкурентному рынку	Число участников рынка (C_i)	Число активных элементов ² (собственники, менеджеры) (m_i)	Число ключевых параметров влияния на решения ³ - (n_i)
i	М	3	$C_i \geq 1$	$m_i = 2C_i$	$N_i = C_i m_i n_i$
1	М1 - регулируемая монополия (вертикально интегрированных ЭЭС)	нет	C_1	m_1	N_1
2	Мм1 – модифицированная М1-ЭЭС при свободном доступе к основной токопроводящей сети	нет	C_2	m_2	N_2
3	М2 - единый покупатель-продавец электроэнергии (электросетевая компания) при конкуренции генерирующих компаний;	есть	C_3	m_3	N_3

² Активный элемент – субъект, собственник активов, топ менеджер.

³ Параметры влияния – характеристика активного элемента: функция выбора, система предпочтений, цели, мотивация, компетенции, ресурсы, полномочия [114].

4	Мм2 - конкуренция генерирующих компаний. свободный выбор оптовиками генерирующей компании или потребителем поставщика электроэнергии. Основная электрическая сеть только транспорт электричества	есть	C_3	m_4	N_4
5	М3 - конкуренция сбытовых компаний за электропитание конкретных потребителей;	есть	C_5	m_5	N_5
6	М4 – конкуренция и на оптовом и на розничном рынке.	есть	C_6	m_6	N_6

Рис. 2.1 Оценка числа параметров, влияющих на принятие решений при увеличении активных элементов энергокомпаний

На упрощенном примере покажем какими характеристиками может обладать активный элемент:

1. Личные цели и стратегии поведения в рамках компании.
2. Индивидуальные компетенции, знания предметной области.
3. Личные предпочтения (функция предпочтения).
4. Степень приверженности, важная характеристика, которая отражает преданность компании.

С точки зрения теории организации систем, эти характеристики можно считать координатами пространства общего поведения человека, которые определяют степени свободы при управлении или координации. Предположим, что некая структура переходит от модели М1 к М3. Для модели М1 имеем 2 активных элемента: государство – собственник и менеджер. У каждого активного элемента нами зафиксировано по 4 характеристики, таким образом, координации подлежит всего 8 характеристик. Поскольку М1 это государственная компания с административной структурой управления, то все процедуры координации сформированы в виде инструкций, нормативной базы, приказов и других, заданных алгоритмов, которые задают правила поведения менеджера, нивелируя его активность. Предположим, что в результате реформы появились, условно, на некоей террито-

рии 5 оптово-сбытовых компании, конкурирующих на одном розничном рынке. Число активных элементов увеличится до: 2-генерация, 10 –оптовые компании, 2 –розничная поставка (хотя практически здесь число активных элементов $\rightarrow \infty$), всего 12, тогда число характеристик активности определится как $12 \times 4 = 48$, т.е. по самым грубым подсчетам, сложность управления возрастает в 6 раз.

Как подчеркивают авторы работы [10], опираясь на Федеральный закон "Об электроэнергетике" [188] существующая организация электроэнергетики России, практически, соответствует четвертой модели, а это значит, что конкуренция охватывает как генерирующие, так и сбытовые компании. На этой почве возникает множество субъектов разноплановых и разнохарактерных отношений и взаимодействий в электроэнергетической отрасли. Следовательно, многократно увеличивается организационная и управленческая сложность ЭЭС, обусловленная наличием большого числа активных элементов в контурах прямой и обратной связей системы управления. Напомним, что под «активными элементами» [11] понимают человека как элемента подсистемы организационного управления, который в отличие от технических устройств, функционирующих по заданной программе, имеет свои внутренние цели, предпочтения, интересы. Может отклоняться от заданной программы действий, а в отдельных случаях просто препятствует общему плану функционирования системы. Субъекты отношений в процессе принятия решений по различным задачам управления электроэнергетикой придерживаются своих, часто несовпадающих интересов. Как минимум, все самостоятельные компании отрасли, стремятся максимизировать свою прибыль в результате своей деятельности.

2) потребители электроэнергии заинтересованы в минимизации цен (тарифов) на электроэнергию, а также в нормативном качестве и надежности электрообеспечения;

3) бюджет заинтересован в повышенных налогах, а государство в целом, заинтересовано в оптимизации цен на электроэнергию с позиций развития экономики;

4) всевозможные стейкхолдеры: инвесторы, банки, акционеры в надежности своих вложений и дивидендов.

Обращаясь к работе «Производственный менеджмент: Концепции развития и практические инструменты реализации. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2007» [183] рассмотрим формализованное представление задачи принятия решений, в котором представлены многие составляющие, которые приходится учитывать лицу, принимающему решение (ЛПР), причем к нему так же предъявляются высокие требования, связанные с его компетенциями, способностью формировать концепцию проблемы и модель внешней среды.

$$\text{ЗПР} = \{S_0, T, R / F, P, S, C, Y, B(Y), f\}, \quad (2.1)$$

где ЗПР – задача принятия решений; S_0 – проблема T – время для реализации решения; R – ресурсы поддержки решений; F – вектор учитываемых параметров внешней среды; P – вектор параметров внутренней среды; S – множество возможных ситуаций; $C = (C_1, C_2, \dots, C_k)$ – вектор целей; Y – множество вариантов решений; $B(Y)$ – матрица исходов; $f = f(S, Y, C)$ – функция предпочтения ЛПР (набор критериев), с помощью которой он оценивает альтернативы по степени реализации целей.

В формуле (2.1) три первых параметра (S_0, T, R) известные элементы задачи, все остальные подлежат определению в процессе принятия решения. Для определения неизвестных параметров используют формальные и экспертные методы, специальные процедуры, математические модели и методы. Методологическое значение выражения (2.1) состоит в том, что бы дать возможность реформаторам понять какие организационные сложности могут возникнуть при реформировании электроэнергетики в аспекте управления, которые неизбежно приведут к экономическим и техническим проблемам: повышение цен, потеря надежности, замедление развития (воспроизводства активов).

Как известно, основу электроэнергетики составляют взаимодействующие ЭЭС, которые определяют не только ее свойства, но и характер рынка электроэнергии. Основные и важные свойства ЭЭС, достаточно полно описаны Беляевым Л.С. в работах [7, 8]. В частности:

✓ Способ производства, доставки и потребления товара (электроэнергии) настолько специфичен, что вообще, не может быть описан в терминах классической, рыночной конкуренции (множество производителей – продавцов, примерно равных по силе, множество потребителей (покупателей), конкуренция, равновесная цена...). Как это можно реализовать для электричества? Доставка по проводам, момент производства совмещен с моментом потребления, технологически пункт производства и потребления связаны системой технических устройств. Территориальная ограниченность электроэнергетического рынка, объективные барьеры входа, невозможно для нового участника строить новые сети, подстанции, тем более, если желающих участников будет достаточно много?!

✓ ЭЭС в целом, как системе присущ «эффект масштаба». Этот эффект и технологические особенности отрасли электроэнергетики придают ей свойства естественной монополии. При переходе к МЗ и М4 разрывается единая технологическая организации электроснабжения, с другой стороны появляется новая монополия производителя на цену предложения.

✓ Для данного специфического товара существуют особые условия формирования рациональных цен, при различии мгновенных издержек электростанций, и краткосрочных (годовых), по которым определяются общая стоимость и цены электроэнергии. «Часовые издержки отражают только переменную часть издержек (не включают постоянные издержки) и не могут использоваться для определения цен на электроэнергию. Поэтому организация спотовых рынков электроэнергии, предполагающих торговлю в реальном времени, противоречит теории микроэкономики. Торговля электроэнергией может основываться лишь на долгосрочных контрактах (на 1-3 года), цены в которых отражают общие краткосрочные издержки» [8. Стр. 3].

✓ Развитие ЭЭС, в целом, осуществляется путем ввода новых генерирующих станций и электросетей. Для этого требуются большие капиталы и длительные сроки строительства, однако, эксплуатация электростанций, также отличается длительным сроком. Данные особенности ЭЭС делают свой вклад в уникальность электроэнергетического рынка. Во-первых, при увеличении спроса,

быстро наполнить рынок и устранить дефицит невозможно. Необходимо заранее планировать ввод дополнительных генерирующих мощностей ЭЭС, прогнозировать рост спроса и решать задачи развития с учетом трендов технологического прогресса.

✓ Отличительной особенностью электроэнергетики, как было отмечено в первой главе, является значительная фондоемкость отрасли, технологические процессы базируются на дорогостоящем оборудовании, существенный уровень автоматизации и механизации процессов. Эти и другие особенности ЭЭС принципиально отличают средние издержки электростанций от аналогичных затрат обычных компаний. С другой стороны для минимизации средних общих затрат электростанций необходимо достигать максимума годовой выработки. Экономически обоснованные цены для электростанции должны основываться на общих, а не предельных издержках, чтобы избежать банкротства.

Как справедливо считают многие исследователи, особенность отрасли ЭЭС, принципиальные отличия электроэнергетического рынка от рынков других отраслей не способствуют его оптимизации за счет рыночных механизмов [7, 8, 14, 30, 41]. Автор [10] подчеркивает, что электроэнергетике не выполняются практически все условия «совершенной конкуренции». «Организацию конкурентного оптового рынка электроэнергии (по моделям 3 и 4) при отсутствии условий совершенной конкуренции следует считать теоретически несостоятельной, чреватой опасными последствиями» [10, стр.4]. Хотя следует признать, что уже в 20-ом веке сложились монопольные рынки, которые только усилились в настоящее время, а конкурентное преимущество, это выражение монопольных преимуществ за счет уникальных активов [50, 65, 72, 80, 108, 111]

2.2 Характеристика основных моделей, методов и инструментов системной методологии исследования предметной области

Можно с большой долей уверенности предположить, что отрасль энергетики привлекает самое большое внимание специалистов и исследователей, это объясняется важной ролью энергетики для жизнедеятельности людей, фундаментальным значением для экономики, ее роста и что немаловажно отметить, на курс

национальной валюты. Наибольшее количество работ посвящено прогнозированию будущего развития ТЭК, и в частности, электроэнергетики. В табл. 2.2 представлена основная тематика исследований по электроэнергетике за последние 10 лет. Как позиционируют сами авторы «В данной работе делается попытка оценить, в какой степени имеющиеся методы и модели соответствуют новым требованиям и в каком направлении их следует развивать, чтобы успешно решать основные задачи исследования и учета взаимосвязей энергетики и экономики, появляющиеся при долгосрочном прогнозировании и при разработке государственной энергетической политики» [77, стр. 4].

Таблица 2.2 Анализ проблем развития электроэнергетики и подходов к их решению в публикациях различных авторов

Проблема, задача	Предлагаемые подходы	Аспекты и особенности	Публикации (список литературы)
прогнозы мирового развития: тенденции и закономерности	Поиск фундаментальных закономерностей взаимосвязи энергии и технологического развития	представлены будущие как объемные, так и ценовые параметры развития мировой экономики и глобальной энергетики, дана прогнозная динамика смены мировых энергетических укладов, прогноз новых источников энергии	80, 140
стратегии, программы развития ЭЭС (федеральный, региональный уровни, программ энергоснабжения регионов и др.); • стратегические планы развития электроэнергетических компаний • инвестиционные программы комплексов электроэнергетических объектов (электростанций, подстанций, ЛЭП)	Приводятся модели и методы формирования и исследования условий развития электроэнергетики, а также модели и методы обоснования развития электроэнергетических систем. Дано описание основного информационного и программного обеспечения решаемых задач.	Рассматриваются особенности учета управления электропотреблением, модели и методы исследования влияния факторов либерализации отношений на развитие электроэнергетики. Широкое использование межотраслевого баланса, методология обоснования развития электроэнергетики.	28, 77, 80, 92, 102, 105, 154, 159
Выполнена комплексная оценка направлений развития энергетики мира, регионов и стран, включая объемы потребления, переработки и торговли энергоресурсами, цены, параметры конкуренции, ввод новых мощностей. Выполнена оценка направлений развития энергетики Рос-	использован информационно-модельный комплекс SCANNER.	Три прогнозных сценария – Консервативный, Инновационный и Энергопереход - отражают ключевые неопределенности развития энергетики. Перспективы энергетических рынков детально проанализированы с учетом технологических, политических, климатических и других фак-	101, 102, 159

сии.		торов.	
Модели и методы исследования влияния факторов либерализации отношений на развитие электроэнергетики	Системная методология: ЭММ, теория игр, имитационное моделирование, методы оптимизации	Развитие электроэнергетики с учетом влияния факторов либерализации рынка. Влияние несовершенных электроэнергетических рынков на развитие электроэнергетики	8, 28, 30, 63, 77, 174
Формы монополизма и формы государственного регулирования в электроэнергетике. (Теоретические подходы) Опыт использования конкуренции в электроэнергетике развитых стран.	Концептуально-теоретический подход, анализ практики	Теоретические подходы к регулированию монополий.	30, 31, 61, 63, 105, 123
Стратегическое планирование как базис для реализации потенциала российского ТЭК в глобальной технологической революции	Рассмотрены основные направления и приоритеты стратегического планирования научно-технологического развития отраслей российского ТЭК – нефтегазового, угольной промышленности, электроэнергетики.	На основе Прогноза научно-технологического развития отраслей ТЭК на период до 2035 г. определены наиболее перспективные области научно-технического развития российского ТЭК	92, 101,
Взаимодействие экономики и энергетики	Системный анализ, ЭММ, методы статистики, игровые модели	Модели организации электроэнергетики, влияние цен, взаимосвязь развития и эффективность	31, 35, 40, 77, 104, 105, 127, 196, 208

Авторы остановились на рассмотрении задач верхнего уровня иерархии ТЭК. «Не анализируются методы решения многих задач, возникающих на отраслевом и региональном уровнях. За рамками данной работы остается также анализ имеющихся и возможных методических подходов к разработке стратегий развития и долгосрочной политики энергетических компаний» [77, стр. 4].

Достаточно сопоставимый подход использован и в работе [28] «Воропай Н.И., Подковальников С.В., Труфионов В.В. и др. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование. Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2015». Выделенная в монографии проблематика касается, в основном, верхнего уровня агрегирования информации в отрасли при взаимодействии с национальной экономикой. Используются следующие методы и инструменты снижения неопределенности при принятии решений на основе результатов моделирования: многокритериальные функции полезности; метод анализа иерархий; неформальный подход при многих критериях; много-

критериальная игровая задача; иерархическая игровая задача; анализ платежной матрицы; задача с непрерывной областью возможных решений; нечеткая платежная матрица; нечеткий выбор в многокритериальных задачах; оптимизационные задачи. По нашему мнению, прагматический характер использования перечисленных инструментов можно отнести только к методу анализа иерархий (экспертно-аналитический метод выбора варианта, с сильной зависимостью от компетенции экспертов) и, оптимизационные методы. Что касается игровых методов, то они могут быть ограничено использованы для задач с четкой постановкой, что в современных условиях весьма затруднительно, когда поведение экономических агентов, с одной стороны, не отличается рациональностью [51, 66, 111] с другой - доминирующий монополизм, вмешательство государств в конкуренцию, локальные войны, санкции и т.д. не позволяют сформировать стабильные варианты и «состояния природы». Анализ платежной матрицы, или задача игр с природой, может быть полезна при предварительном отборе вариантов. Наиболее апробированы и достаточно конструктивны оптимизационные модели, особенно в задачах распределения ресурсов и поиска оптимальной программы производства.

Проведенный нами анализ литературных источников показывает на широкий круг тем, рассматриваемых авторами работ по электроэнергетике (см. табл. 2.2), вместе с тем не так много работ и внимания уделяется авторами такой важной и сложной проблеме как «ценовое взаимодействие» экономики и энергетики. Системная сложность этой проблемы заключается в вовлеченности в это взаимодействие большого числа участников, контрагентов, стейкхолдеров, различных компаний, предприятий, государства в целом и, в частности, его социальной сферы, с множеством прямых и обратных связей, с индивидуальными интересами и критериями эффективности. Однако, подавляющее большинство авторов, решая задачи развития электроэнергетики не так много уделяют внимания актуальной и достаточно болезненной проблеме поиска оптимальной цены на электроэнергию по критериям минимизации затрат как в сфере энергетики, так и в экономике. В первом разделе настоящей главы рассмотрены основные модели организации электроэнергетических рынков. Их анализ показывает, что попытка искусственно

заставить энергопредприятия взаимодействовать с потребителями на рыночных принципах (Модель 3 и Модель 4) резко снижает их системную эффективность, надежность функционирования и привлекательность для потребителей. Все эти вопросы были достаточно полно освещены в первой главе настоящего диссертационного исследования. Однако, многочисленные недостатки, неизбежно проявившиеся в ходе непродуманной стратегии реформ электроэнергетики имеют свои объективные причины, в частности, организационно-технические: аварии, технологические сбои и т.п. [31, 94]

1. Созданная административная структура рынка электроэнергетики имеет множество недостатков и не выполняет свои функции из-за организационной и технологической несогласованности.

2. Оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) не выполняет возложенные на него функции. Его концептуальный замысел оказался выгодным крупным игрокам, и прежде всего ГЭС и АЭС, которые получают сверхприбыль, а ТЭЦ являются убыточными.

3. Практически не заработал розничный рынок электрической (и тепловой) энергии и мощности (РРЭМ). Этот рынок попал под монопольное влияние так называемыми «гарантирующими поставщиками», которые фактически представляют собой посредников, занимающихся перепродажей электричества и тепла.

4. У системного оператора ЕЭС России, практически, нет адекватного алгоритма оптимизации режимов, как для электрических сетей, так и для генерирующих компаний, а в ряде случаев и для потребителей, по причине системной сложности проблемы: масштабность, большое разнообразие структуры генерирующих объектов, противоположность интересов агентов рынка и т.п. Оптимизацию режимов по энергоснабжению потребителей все больше выполняет распределительный электросетевой комплекс.

5. Ни один из вариантов реформирования электроэнергетики, не способен решить проблему координации электроэнергетического и теплового рынков, так же как ни один из инструментов, предложенных в последние годы, по повышению тарифов не дал запланированного результата, существуют серьезные недо-

статки и с либеральной моделью розничного рынка, которая не устраняет проблем комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, что в итоге ведет к ценовому дисбалансу на рынке энергии [31].

Исторически сложилось так, что созданные в СССР ТПК, поставили все ТЭЦ, в технологически неравные условия для условий рыночной конкуренции. ТЭЦ строили для работы с территориально близкими потребителями по обоим видам энергии. Как считают многие специалисты, ТЭЦ не предназначены для работы на оптовом рынке.

Ошибки «вталкивания» ТЭЦ на оптовый рынок привел к тому, что население, бюджет и бизнес заставили без всяких на то оснований содержать ЛЭП высокого напряжения, это все к вопросу об энерготарифах.

Кратко эту ситуацию можно описать следующим образом. В сложившейся ситуации со стороны поставщика, как показывает практика, повышается цена, снижается надежность, качество, доступность энергоснабжения, а со стороны потребителя, наоборот, повышаются требования к качеству энергоснабжения, возрастает активность потребителя к выбору вида энергоснабжения, типа энергоносителя, регулирования своего спроса и т. п. Для устранения этого противоречия необходимо модернизировать организацию электроэнергетики, решая две главных проблемы:

1. Остановить неуправляемый рост затрат на выработку электроэнергии и связанный с ними рост оптовых цен;
2. Изменить систему корректировки тарифов для конечных потребителей.

На рис. 1 представлена принципиальная схема взаимодействия экономики и энергетики: экономика предоставляет ресурсы, на основе этих ресурсов осуществляется выработка электроэнергии (генерация), затем на основе некоторого числа генерирующих компаний формируется оптовый рынок, на оптовом рынке электроэнергию, требуемой мощности, приобретают потребители, которые и составляют систему «экономика».

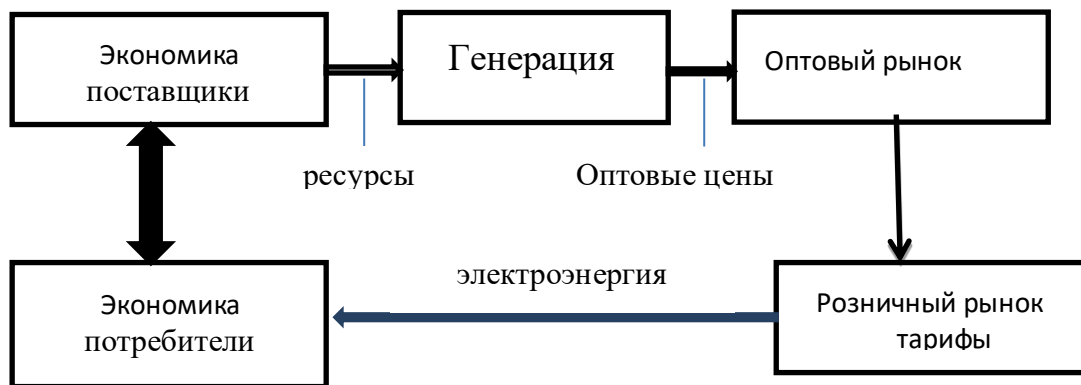


Рис. 1 Принципиальная схема взаимодействия экономики и энергетики

Получается цикл, показанный на рисунке 1. Система «экономика поставщики и экономика потребители» на самом деле единое целое, а на рисунке она схематично разделена по функциональному признаку. Это сделано для того, чтобы яснее понять, как образуется механизм увеличения цен и тарифов. Со стороны поставки ресурсов: (топливо (цена), рабочая сила (заработная плата), капитал (цена), валюта (инфляция), электроэнергия (тариф)). Цена на ресурсы разгоняется за счет мировых цен (не контролируемые) на нефть, газ, уголь и валютных курсов. И контролируемые: заработная плата, коммунальные услуги, товары потребительской корзины, транспортные, цены капитала, дивиденды и т.д. На основе этих факторов формируется себестоимость и оптовая цена, естественно генерирующая компания стремится сохранить приемлемый для нее уровень рентабельности. Сетевые компании добавляя к оптовой цене (затраты) собственный уровень рентабельности формируют приемлемый для себя тариф, учитывающий необходимость решать все управленческие задачи: текущие и стратегические. Если величина тарифа выходит за регулируемый уровень, сетевая компания начинает апеллировать к государству с претензией повышения тарифа [6, 12]. Рассматривая эту вербальную модель взаимодействия экономики и энергетики, начинаешь понимать, что это фактически замкнутый круг. Такая система обречена на постоянное повышение цен в силу своей сущностной организации. Оптовые цены это база расчета тарифа, увеличенный тариф повышает затраты производителей ресурсов, которые в свою очередь требуют увеличения оптовых цен. Баланс оптовой цены и тарифа

может возникнуть только при наличии механизма регулирования в растущей экономике с позиции народнохозяйственного критерия, когда частные интересы контрагентов согласуются вышестоящим органом. Это не обязательно должно быть государство, такая координация может осуществляться на основе стабилизации цен на ресурсы в секторе «экономика». При «нормальной товарной конкуренции» у участников есть фундаментальная возможность замены контрагента, если поставщик не вписывается в общую рыночную тенденцию (либо не справляется с затратами, либо нет инноваций) он просто покидает рынок. При взаимодействии энергетики и экономики это невозможно сделать, поскольку, практически, это одни монопольные рынки, с ограниченным числом поставщиков, а потребители и поставщики еще и закреплены территориально. Очевидно, нет смысла поставлять электричество от Саяно-Шушенской ГЭС, предположим, в Тюмень.

Как утверждает Кутовой Г.П. в работах [93, 94], кроме прочих организационных и технических проблем, «напрочь отсутствует правильно выстроенная мотивация всех участников оборота энергии в повышении экономической эффективности своей работы в силу следующих факторов» [94. Стр. 210].

1. Ошибочная структура генерирующих станций оптового рынка (ОРЭМ) и сложившиеся правила ценообразования электроэнергии и мощности, установленных требованиями закона о принудительном включении на ОРЭМ электростанций с мощностью более 25 МВт, вместе с ТЭЦ и одновременной поставки электроэнергии и мощности. Здесь следует заметить, что торговля мощностью на ОРЭМ инициировала нерыночные методы перекрестного субсидирования цен в огромных масштабах.

2. Конкуренция генерации не сложилась на рынках субъектов РФ с доведением цен с ОРЭМ до потребителей на региональных рынках. Фактически региональные рынки электроэнергии превратились не в конкурентный рынок производителей в интересах потребителей, а в сферу сбора денег с потребителей торговыми посредниками – энергосбытовыми структурами для энергетических и электросетевых компаний.

3. Отмеченные выше организационные недостатки искажают ценообразование продукции ТЭЦ, что может привести к деградации комплексного энергоснабжения наиболее эффективной выработки электричества и тепла, дающей экономию до 40% топлива по сравнению с отдельной генерацией электроэнергии. Как известно, не учитывается в механизме ценообразования в действующей модели рынка и экономическая сущность ряда особенностей ТЭЦ, что наносит ущерб и ее экономике, и городским потребителям. [93, 94]

4. Принятый не рыночный, а принудительный для промышленных потребителей механизм финансирования перекрестного субсидирования тарифов для населения, межрегионального субсидирования и оплаты не востребованных потребителями энергостроек по так называемым договорам поставки мощности (ДПМ), доказывает факт того, что в электроэнергетике не сложился рынок конкуренции в направлении экономики.

Как показали результаты нашего исследования и многочисленные публикации по проблеме перехода РАО ЕЭС к либеральным методам управления в условиях рынка, достичь поставленных целей идеологам реформирования не удалось. Дискуссии по проблемам развития электроэнергетики не утихают все время проведения реформ. Как утверждает Кутовой [94] несмотря на многочисленные рекомендации экспертного сообщества по решению проблем энергетики практической пользы пока нет. Более того «создается впечатление, что предложения экспертного сообщества в министерствах и ведомствах мало кого интересует и поэтому реформы в электроэнергетике остановились в самом неблагоприятном для нашей экономики этапе: в производственной и энергосбытовой сферах конкурентные механизмы оказались неэффективными, рост цен (тарифов) продолжает свое разрушительное влияние на реальный сектор экономики, а череду системных аварий, пока реально остановить не удастся. Стало очевидным, что такую ситуацию терпеть можно, но она губительна для нашей реальной экономики» [94, стр. 209]. Такого же мнения придерживаются и многие другие авторы, о чем говорилось в предыдущих разделах данного диссертационного исследования [8, 28, 30, 31, 41, 94, 125]. Экспертное сообщество продолжает задавать вопрос: почему ры-

ночная реструктуризация электроэнергетики за четверть века не показала позитивных результатов и эффективности, но последовательно нагружает экономику неуклонно растущими тарифами и затратами от технологических аварий [93].

Такой исход реформ энергетики вобщем то понятен и неизбежен. И причина достаточно банальна и очевидна: реформаторы нарушили фундаментальные методологические принципы организации действий. Они не приняли во внимание сложность системы – РАО ЕЭС, ее уникальное целостное функционирование, они ошиблись с концепцией, методами и целями реформирования. Как представляется, описанные и проанализированные в настоящей работе недостатки организации рынка электроэнергетики, на основе многочисленных литературных и экспертных источников, в своем большинстве представляют следствия неких ошибочных организационных действий, причины которых лежат в области нарушения или игнорирования принципов организационного проектирования [202]. Рассмотрим сформулированный выше тезис с позиций организации производственных систем [112, 202]. Это вполне оправданный методологический подход к исследованию проблем реформирования электроэнергетики, поскольку данная отрасль полностью соответствует данной категории: производит продукцию, состоит из множества элементов, элементы структурированы, имеет цели и функции [112].

К важным категориям процесса организации относят систему, структуру и функции. Структура (лат. *structura* – строение) – внутренняя форма организации системы, единство устойчивых взаимосвязей между ее элементами.

Производственная система опирается на такие фундаментальные концепции:

- структурная концепция рассматривает систему как *целостность взаимосвязанных элементов (ресурсов)* с такими заданными соотношениями, которые придают системе новое качество (синергия), которым не обладают ни один элемент ее структуры;
- концепция организатора показывает, что обеспечение и поддержание целостности производственной системы осуществляется организатором на основе

сравнения модели системы и объекта путем целенаправленного воздействия на объект, для обеспечения соответствия модели с объектом;

- функциональная концепция системы утверждает, что множество ее функций, порождаются отношениями между структурными элементами и ресурсами и обеспечивают ее топологическую инвариантность в пределах заданных программ;

- иерархическая концепция, как сеть субординационных отношений, рассматривает производственную систему как множество подсистем, которые сами также являются системами, встроенными в многоуровневую структуру системы;

- концепция организационного развития: производственная система развивается как на основе собственной эволюции, так и управленческих воздействий организатора. Причем определяющую роль играют не столько события, сколько постоянные институты, в рамках которых эти события и процессы происходят. Именно возникшие исторически и развивающиеся эволюционным путем институты и определяют ход разных системных событий (изменений);

Некий реальный объект можно считать организованной производственной системой, в том случае, если этот объект состоит из ограниченного множества неоднородных ресурсов, развитие которых обусловлено их взаимодействием, которое происходит во времени и пространстве. Пространственным признаком взаимодействия ресурсов является их соотношение (структура) в системе. Признак взаимодействия ресурсов во времени есть функции.

Экспликация этих положений на производственную систему – электроэнергетика уже показывает ошибочность действий реформаторов:

Во-первых, для эффективной работы системы нужна ее организованность, т.е. четкое взаимодействие всех ресурсов (материальных, энергетических, информационных), это обеспечивает целостность, а целостность, в свою очередь, дает синергию, тот самый эффект, ради которого соединялись эти ресурсы. Для нашего случая электроэнергетической компании: генераторы, трансформаторы, силовое

оборудование, провода, опоры, инженеры, операторы, управленцы все это соединяется и образует единую систему электрообеспечения потребителей. Ни один из этих отдельных элементов не способен решать задачу всей системы (суть синергии).

Во-вторых, организованность, организация, заложена в модели производственной системы, которую реализует на практике некий организатор (собственник, менеджер, государство).

В-третьих, любые трансформации стабильно функционирующей системы требуют адекватной модели и, фактически, измененная система становится новой, другой системой с новыми свойствами и особенностями функционирования, что и было получено на практике в итоге так называемых реформ.

Отход от модели равносильно разрушению системы с прекращением выполнения ее заданных функций.

Проявление адекватных отношений и соотношений между производственными ресурсами в узком смысле и есть организация.

Структура обеспечивается, прежде всего, такими организационными элементами, как концентрация, специализация, коммуникация.

Структура и функции взаимосвязаны и взаимообусловлены и представляют собой связанные звенья: нарушение какого-либо звена, *влечет за собой нарушение функционирования системы в целом.*

Производственная система – *это территориально целостный объект, имеющий конечное число свойств, характеристик, потребляемых и производимых ресурсов, а также жизненный цикл существования.* Все производственные системы имеют формальное сходство между собой, которые основаны на таких базовых признаках, как: организация, управление, технология, экономика, социально-производственная система и их логические отношения, правовое регулирование, институты, экология и т. п. [112]

Опираясь на работу С.Е. Хачатурова «Организация производственных систем (теоретическое основание организационной науки)» [202], можно дать такое определение организации: организация производственной системы – «...это про-

граммные воздействия организатора на создание целенаправленных инвариантных отношений и соотношений, реализуемых соответствующими организационными элементами, обеспечивающими взаимодействие вещественных, энергетических и информационных ресурсов в процессах производства потребительских благ».

2.3 Формирование концепции и моделей взаимодействия участников электроэнергетического рынка

Любая производственная система осуществляет некоторое множество технических, технологических, социально-экономических, экологических, управленческих и других функций. Одни и те же функции, при одинаковой их интенсивности, вообще-то выполняются системами с различной степенью организованности. Если система достигла высокого уровня организации (упорядоченности, пропорциональности и сбалансированности взаимодействующих ресурсов), то те или иные функции выполняются достаточно эффективно, например, для производственной системы может быть использован такой критерий оценки эффективности, как производственные издержки (затраты). Если же организованность не достигла совершенства, то функции выполняются неэффективно (например с неоправданными затратами), что сразу же оценивается внешней средой, в данном случае рынком, и отражается на конкурентоспособности производственной системы.

Формирование гипотезы исследования

Предварительные замечания. Как показали наши исследования одной из главных причин негативных последствий реформ электроэнергетики стали трансформационные ошибки реформаторов. Причины этих ошибок подробно описаны в первой и второй главах настоящего диссертационного исследования. В общем, по нашему мнению, следует выделить три группы трансформационных ошибок:

Первое это концептуальные ошибки, когда реформаторы, в погоне за быстрым результатом не смогли сформировать концептуальный план, цели и стратегии реформирования, сюда можно добавить и дефицит компетенций.

К числу процедурных ошибок следует отнести методологический и методический нигилизм, игнорирование научных принципов организационных действий, опора на метод проб и ошибок, отсутствие продуманной стратегии.

Институциональные ошибки, а точнее, спекулятивная мотивация, не прозрачный характер принимаемых решений, вовлеченность власти в процессы трансформации электроэнергетики на стороне «нужных лиц» привели к частичной дезинтеграции структур электроснабжения экономики и домохозяйств. Осуществили принудительное разделение единой системы, удобной для приватизации, с целью личного обогащения проигнорировав все возможные и не возможные технологические и организационные ограничения. В итоге получили непрерывный рост цен и тарифов, проблемы развития самой отрасли, потерю надежности и негативное влияние на экономику.

Формулировка гипотезы. Гармонизация работы электроэнергетики и экономики обусловлена восстановлением целостности электроэнергетики, стабилизации роста тарифов и цен. Такую гармонизацию можно осуществить на основе интеграции всех переделов процесса производства, генерации, оптовой поставки и розничной поставки. Учитывая рыночные условия, частную собственность и институциональные ограничения, объединение указанных этапов можно осуществить на основе мягких, интеграционных, добровольных процедур с максимально возможным учетом интересов контрагентов. Это позволит, как минимум, сократить постоянные расходы за счет сокращения промежуточных звеньев, транзакционных издержек и управленческих структур. К числу таких издержек следует отнести: налог на добавленную стоимость, возникающий в звеньях в цепи электроподачи, без которых можно обойтись; управленческие расходы на содержание аппарата всевозможных посреднических структур и филиалов; затраты на содержание неоптимальных организационных структур; затраты корпоративного управления и т.п. При корректировке цен и тарифов на электроэнергию необхо-

димо соблюдать принцип объективной экономической необходимости: повышение тарифов осуществляется вслед за повышением инфляции, или повышения цен на продукцию экономических субъектов.

Как известно, устойчивые процессы слияний и разделений компаний часто являются следствием стратегий, ориентированных на реализацию дорогостоящих технологий и инноваций на основе интеграции и дают в большинстве случаев положительный результат.

Среди многих подходов к использованию интеграции в трансформационных процедурах значительное место занимают инструментальные методы, которые дают возможность предварительного обоснования целесообразности объединения предприятий в интегрированные производственные системы на основе измерения системного экономического эффекта.

Ключевой проблемой интеграции является нахождение способов оценки эффекта в системе вертикально взаимодействующих участников – поставщика (ПК) продукции производственно-технологического назначения и потребителя (ПЛ), использующего эту продукцию для изготовления своих изделий. Возможность решения данной задачи основывается на следующих гипотезах и утверждениях.

1. Системный эффект интеграции (устойчивость, надежность, дополнительная прибыль) обеспечивается не только экономическими механизмами (ценами, бюджетными ограничениями, квотами), но и технологическими.
2. Взаимоотношения участников интеграции обусловлены заказываемой потребителем продукции (электроэнергии), кратко - (Заказ) с определенными качественными характеристиками, ценами и условиями поставки.
3. Выполнение Заказа требует от поставщика определенных организационных усилий: перестройки технологий, пересчета производственных программ и возможно дополнительных затрат.
4. Поставщик (например, генерирующая компания), выполняя заказ, оптимизирует производственную программу, перестраивает технологии, привлекает дополни-

тельные ресурсы или резервы, корректирует задачу оптимизации производственной программы, весь комплекс перестроений назван управлениями.

5. Управления реализуют мероприятия по изменению постоянных и (или) переменных затрат и их компонентов, мощности, объема продаж, прибыли.

6. содержание управлений это отражение организационных действий, которые призваны повышать системную целостность, а следовательно, минимизируют затраты.

7. Системный эффект, как проявление целостности, является интегральной количественной характеристикой действия всех участников интеграции. Эффект интеграции, если взаимодействие участников достигает целостности, т.е. объединенные предприятия начинают работать как одно предприятие, обязательно проявляются в виде дополнительной прибыли.

8. При взаимодействии поставщика и потребителя системный эффект может возникать у потребителя, а системные затраты у поставщика. Начинает работать механизм интеграции: прибыль у потребителя фактически возникает на основе минимизации затрат, определяемых взаимодействием производств участников, т.е. все что дешевле делать у поставщика будет делаться у поставщика, что естественно будет минимизировать затраты потребителя. Однако, заказ, нарушая оптимальность плана производства поставщика, с фиксированной величиной прибыли, приводит к потере ее части. Поэтому величина снижения прибыли поставщика и выступает в качестве оценки системных издержек.

9. Интеграция в таком проявлении не основана на административных механизмах, никто участников не обязывает объединяться. Поставщик на контрактной основе может принять заказ в любом качестве и количестве, если это удовлетворит желания потребителя. Заказ характеризуется набором целевых параметров, которые поставщик, после подписания контракта, должен выполнять в обязательном порядке, обеспечивая стабильность работы системы. Сочетание выполняемых параметров заказа определяет некий уровень обслуживания, который проявляется в прибыли потребителя [105, 112].

Взаимодействие поставщика и потребителя определяется содержанием задач, решаемых обоими участниками в процессе согласования параметров интеграции. Такое согласование обусловлено нахождению компромиссных условий контракта, которые уточняется в пошаговом режиме, когда поставщик и потребитель выбирают допустимый вариант взаимодействия. При этом, поставщик стремится минимизировать отклонение прибыли от заданного уровня, от выполнения заказа.

В свою очередь, потребитель, желает увеличить прибыль, за счет взаимодействия.

Для формального решения задачи интеграции предприятий ПК и ПЛ необходим прогнозный анализ взаимодействий между ними на основе адекватных формализованных моделей их организационно-экономического механизма, которые с приемлемой точностью могут быть использованы при учете влияния заказа и управлений на параметры взаимодействия [105].

Для построения моделей участников построим таблицу 2.3. обозначений основных переменных и параметров .

Таблица 2.3 Описание переменных и параметров моделей

№ п/п	Идентификатор	Наименование идентификаторов переменных и параметров	Единица измерения
1.	V_j	Объем продаж поставщика	Руб.
2.	W_j	Объем продаж потребителя	Руб.
3.	Z_j	Общие затраты поставщика	Руб.
4.	S_j	Общие затраты потребителя	Руб.
5.	P_j	Прибыль поставщика	Руб.
6.	F_j	Прибыль потребителя	Руб.
7.	zz_j	Переменные затраты поставщика	Руб.
8.	ss_j	Переменные затраты потребителя	Руб.
9.	CZ_j	Постоянные затраты поставщика	Руб.
10.	CS_j	Постоянные затраты потребителя	Руб.
11.	X_j	Объем продукции поставщика	Натур. показ
12.	Y_j	Объем продукции потребителя	Натур. показ.
13.	C_j	Цена продукции поставщика	Руб.
14.	$Ц_j$	Цена продукции потребителя	Руб.
15.	X_{0j}	Точка безубыточности поставщика	Натур.показ.
16.	Y_{0j}	Точка безубыточности потребителя	Натур. Показ.

17.	Pm_j	Маржинальная прибыль на единицу продукции поставщика	руб
18.	Fm_j	Маржинальная прибыль на единицу продукции потребителя	

Рассмотрим процедуры формального анализа интеграции поставщика и потребителя на основе их «формальных экономик». Под формальной экономикой участника интеграции будем понимать сочетание трех функций: объема продаж, затрат и прибыли. Эти функции позволяют рассчитать и многие другие характеристики экономик участников.

Экономика поставщика.

$$V_j = C_j X_j \quad (2.1)$$

$$Z_j = zz_j X_j + CZ_j \quad (2.2)$$

$$P_j = V_j - Z_j = C_j X_j - (zz_j X_j + CZ_j) = (C_j - zz_j)X_j - CZ_j \quad (2.3)$$

$$X_{0j} = CZ_j / (C_j - zz_j) \quad (2.4)$$

$$Pm_j = (C_j - zz_j)$$

На основании соотношений (2.1) – (2.4) построено графическое представление формальной экономики поставщика (рис. 1), функции объема продаж (V_j), затрат (Z_j), прибыли (P_j) и постоянных затрат. Пересечение графиков объема продаж и затрат дает точку безубыточности (X_{0j}), см. рис.1.

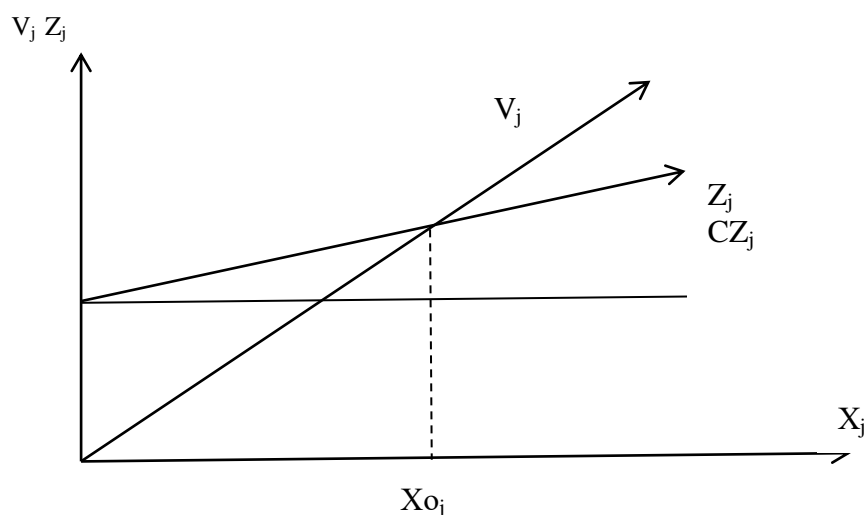


Рис. 2.2 Графическое изображение модели поставщика

Сформируем формальную модель экономики потребителя.

$$W_j = C_j Y_j \quad (2.5)$$

$$S_j = ss_j Y_j + CS_j \quad (2.6)$$

$$F_j = W_j - S_j = C_j Y_j - (ss_j Y_j + CS_j) = (C_j - ss_j) Y_j - CS_j \quad (2.7)$$

$$Y_{oj} = CS_j / (C_j - ss_j) \quad (2.8)$$

$$F_{mj} = (C_j - ss_j)$$

Графическое изображение экономики потребителя аналогично рис. 2.2, только с соответствующими обозначениями. Моделирование взаимодействия основано на следующих положениях [105]:

1. Используем зависимость цены и переменных затрат потребителя на его продукцию от цены поставщика, т.е. $C_j = C_j(C_j)$; $S_j = S_j(C_j)$

2. Зависимость переменных затрат поставщика от объема поставки

$$Z_j = Z_j(X_j)$$

3. Зависимость постоянных затрат потребителя от сокращения промежуточных звеньев (предприятий посредников) за счет экономии управленческих затрат.

Другим инструментальным методом прогнозирования параметров взаимосвязанной деятельности участников интеграции является моделирование равновесных трансфертных цен, предложенный А. Плещинским [139], а также А. Плещинским, В. Титовым, И. Межовым [140].

В основу концепции моделирования положена идея экономии транзакционных затрат при поставках продукции поставщиком потребителю. Основной смысл данной идеи заключается в том, что необязательно в межгрупповой поставке использовать рыночную цену, когда можно применить более низкую, трансфертную цену и сэкономить на налогах, кредитах под оборотный капитал и всевозможных штрафах и неустойках при задержке поставок потребителем. Предприятие - потребитель при таком механизме равновесных трансфертных цен (МРТЦ), оплачивает поставку продукции в два этапа. На первом этапе оплачивается оговоренная контрактом часть поставленного объема, по более низким трансфертным ценам. Оставшаяся часть оплачивается после того, как предприятие-потребитель получит за свою продукцию полную выручку [139]. Как ранее было сказано, предприятие-

поставщик получает оплату за свою продукцию в два этапа. На первом, - предприятие-потребитель выплачивает часть стоимости продукции поставщика от ее величины в рыночных ценах, что равносильно применению трансфертных цен ниже рыночных и кредитованию поставщиком потребителя. По факту предприятие-поставщик инвестирует в оборотные фонды потребителя. Как только «потребитель» получает оплату от полной продажи своей продукции, он возмещает предприятию-поставщику в полном объеме стоимость его продукции по рыночным и трансфертным ценам с оговоренным процентом от этой суммы, которую А. Плещинский, называет «ставкой по внутригрупповым сделкам или ставкой трансферта» [139]. Величина ставки представляет собой компромиссную величину, которую участники согласовывают и закрепляют в контракте. Таким образом, ставка трансферта является системообразующим параметром экономической интеграции участников. Механизм равновесных трансфертных цен обобщает ряд организационных форм вертикальных взаимодействий производственных экономических агентов, действующих как независимые субъекты на рынках товаров и капиталов, так и в рамках финансово-промышленной группы, холдинга. Рассмотрим денежные расчеты при различных видах сделок между предприятиями, одно из которых является производителем товаров и поставщиком, а другое – потребителем части этих товаров и производителем конечной продукции. Поставка исходных продуктов для потребителя осуществляется в начале периода времени, реализация конечных продуктов потребителем - в конце. Денежные расчеты между поставщиком и потребителем осуществляются в начале и конце периода времени. Сформируем таблицу 2.4 основных параметров модели МРТЦ.

Постановка задачи.

Потребитель, согласно контракта, оплачивает поставщику в начале периода поставку по цене μ , сумму $\mu\dot{h} - H$, $\mu\dot{h} \geq H$ в начале периода и $(1 + q)H$ в конце периода. Трансфертная цена равна $\mu\dot{h} - H$, величина трансферта H , ставка трансферта q , объем внешних ресурсов поставщика \dot{h}

Товарный кредит определяется стоимостью H , которую поставщик предоставляет потребителю в начале периода в виде продукции с отсрочкой платежа, за

которую в конце периода сделки, он получает возмещение в стоимостной форме в размере $(1 + q)H$, H – размер товарного кредита, q – кредитная ставка. В терминах МРТЦ трансфертная цена равна нулю, величина трансферта H , ставка трансферта q .

Отсрочка платежа. Часть стоимости поставки продукции поставщика O по цене μ потребитель оплачивает не в момент получения, а в оговоренное контрактом время, например, по прошествии k месяцев, сумма μO_1 перечисляется потребителем в начале периода, а $\mu_1 O_2$ – конце, $\mu_1 = \mu + q$

Таблица 2.4 Условные обозначения модели трансфертных цен

№	Наименование переменных	обозначение переменных и параметров ПК	обозначение переменных и параметров ПЛ
1	Балансовая прибыль (p), тыс. руб.	d	db
2	Ставка налога на прибыль (n), $0 < n < 1$	r	rb
3	Ставка НДС (d), $0 < d < 1$	n	nb
4	Ставка трансферта (γ)	q	qb
5	Альтернативная стоимость капитала (β)	e	eb
6	Объем реализованной продукции в расчетном периоде (Q), тыс. руб.	O	Ob
7	Величина трансферта (R), тыс. руб.	H	Hb
8	Процентная ставка по кредиту (a)	ρ	ρb
9	Собственные оборотные средства (e) тыс. руб.	Φ	Φb
10.	Технологическое множество	λ	λb
11.	Внешние ресурсы	$\acute{n}i$	$\acute{n}bj$
12	Внутренние ресурсы	πi ,	πbj
13	Готовая продукция	νi	νbj
14	Вектор цен ресурсов	μ	μ
15	Минимальное значение объема исходных ресурсов	Ψ^o_i	Ψ^o_bj
16	Максимальное значение объема исходных ресурсов	Ψ^e_i	Ψ^e_bj
17	собственные средства поставщика и потребителя в начале периода.	O_i	O_bj
18	стоимость исходных продуктов в рыночных ценах	ψi	ψbi

Учитывая отсрочку платежа, оговаривается условие $\mu O_1 + \mu_1 O_2 \geq O$.

На основании данных предположений ставится задача исследовать экономические результаты применения трансфертных цен для участников за один акт их вертикального взаимодействия. После заключения контракта, поставщик

приобретает исходные ресурсы на рынке, на основе которых производит продукцию, которую поставляет в конце оговоренного времени потребителю и на рынок. Потребитель в начале периода покупает у поставщика и на свободном рынке необходимые ресурсы, перерабатывает в конечные продукты и реализует их на внешнем рынке в конце контрактного времени. Определение экономических эффектов, вызванных только механизмом трансфертных цен необходимо элиминировать инвестиции в основной капитал и их отдачу, т.е. считать, что она отсутствует, а амортизационные отчисления в данном периоде идут чисто на реновацию основных фондов. В этом случае затраты и выпуск поставщика и потребителя не искажаются управлениями. Взаимодействующие поставщик и потребитель формируют оборотные фонды в начале каждого периода на основе собственных и краткосрочных заемных средств и производят продукцию в конце периода.

Технологии участников взаимодействия в периоде t задается векторами затрат внешних ресурсов, внутренних ресурсов и вектора конечных продуктов. Формально вышесказанное для технологии поставщика $\lambda_i = (\eta_i, \pi_i, \nu_i)$ описывает значения его затрат и выпуска, где η_i – вектор затрат исходных продуктов, π_i – используемые внутренние производственные факторы (без затрат исходных ресурсов), ν_i – вектор выпуска поставщика. Аналогично технологическое состояние потребителя описывается параметрами $\lambda_{bj} = (\eta_{bj}, \pi_{bj}, \nu_{bj})$, где η_{bj} – вектор затрат исходных продуктов потребителя, π_{bj} – затраты внутренних производственных факторов, ν_{bj} – вектор выпуска потребителя. Технологии участников в любом их допустимом состоянии таковы, что изделия поставщика являются входными для потребителя. Обоснование эффективности взаимодействия осуществляем без увеличения поставщиком и потребителем цен, принято считать, что эти цены заданы. За μ обозначен к мерный вектор цен, рассматриваемых исходных и конечных продуктов и внутренних факторов производства участников. Заданы в долях единицы n – ставка налога на добавленную стоимость от величины, включающей этот налог и r ставка налога на прибыль, $0 < n < 1$, $0 < r < 1$, ρ – процент-

ная ставка по кредиту за один период, (e - альтернативная для поставщика и потребителя стоимость капитала вне их группы, равная чистой удельной доходности за один период собственных средств, используемых в других видах деятельности, отличных от основного производства).

Пусть λ_i подмножество состояний из технологического множества, для которых стоимость исходных продуктов равна $\mu_i v_i = O_i$. Из всех состояний $O_i \in O$ выбирается состояние с максимальной прибылью (до отчисления налога на прибыль):

$$\max [(1-n)\mu_i v_i - (1-n)\mu_i \dot{\eta}_i - \mu_i \pi_i] = (1-n)\mu_i v_i^* - (1-n)\mu_i \dot{\eta}_i^* - \mu_i \pi_i^*,$$

где объем продаж $v_i(\lambda) = \mu_i v_i^*$ и производственные издержки $w_i(\lambda) = \mu_i \pi_i$, без учета затрат исходных продуктов поставщика соответствуют состоянию $\lambda_i = (\dot{\eta}_i^*, \pi_i^*, v_i^*)$, для которого стоимость исходных продуктов в рыночных ценах $\mu_i \dot{\eta}_i^* = \psi_i$ и прибыль максимальна. Такое состояние характеризует эффективную по прибыли технологию функционирования агента при стоимости исходных продуктов μ_i . Параметрам эффективного по прибыли технологического состояния поставщика в натуральном $\lambda_i = (\dot{\eta}_i^*, \pi_i^*, v_i^*)$, измерении соответствует взаимно однозначное стоимостное выражение $(\psi_i, w_i(\psi_i), v_i(\psi_i))$ поэтому предлагается идентифицировать состояние участников параметрами в стоимостном выражении в неизменных рыночных ценах. При этом задание технологического состояния величиной λ_i , обозначает, что стоимость ψ_i исходных продуктов, себестоимости (без учета затрат исходных продуктов) $w_i(\psi_i)$ и выпуску $v_i(\psi_i)$ однозначно соответствуют затраты исходных продуктов, внутренних производственных факторов и конечные продукты $(\dot{\eta}_i^*, \pi_i^*, v_i^*)$, для которых прибыль участника максимальна, поэтому технологическое состояние $(\psi_i, w_i(\psi_i), v_i(\psi_i))$ определяется затратами ψ_i исходных продуктов.

Чистая прибыль поставщика без заемных средств и без альтернативных затрат задается как функциональная зависимость от затрат исходных продуктов, принимающей максимальное значение на данном технологическом множестве, т.е:

$$P(\lambda_i) = (1-n)[(1-r)(v_i(\psi_i) - \psi_i) - w_i(\psi_i)],$$

и возрастает на замкнутом интервале $\psi_i^n \leq \psi_i \leq \psi_i^o$, $P(\psi_i) = 0$, при $\psi_i = \psi_i^n$, достигая максимального значения $\Phi(\psi_i) = P(max)$ при $\psi_i = \psi_i^o$. При ненулевых постоянных затратах для $\psi_i = O_i$, когда $w_i(\psi_i) > 0$, безубыточное состояние $\psi_i^n > 0$. Для потребителя аналогичная зависимость его чистой прибыли от стоимости в рыночных ценах используемых исходных продуктов задается функцией

$$P(\psi_j) = (1-n)[(1-r)(v b_j(\psi b_j) - \psi b_j) - w b_j(\psi b_j)]$$

на интервале $\psi b_j^n \leq \psi b_j \leq \psi b_j^o$, обладающей такими же свойствами, как функция прибыли поставщика.

Чистая прибыль $P_i(\psi_i, \phi_i)$ от производственной деятельности поставщика при использовании собственных и заемных оборотных средств в технологическом состоянии λ_i , и величины ϕ_i собственных оборотных средств в периоде t для безубыточного (ψ_i, ϕ_i) , когда $P_i(\psi_i, \phi_i) > 0$, равна

$$P_i(\psi_i, \phi_i) = (1-n)[(1-r)(v_i(\psi_i) - \psi_i) - w_i(\psi_i) - \rho((\psi_i - \phi_i))],$$

причем $\phi_i \leq \min(\psi_i, O_i)$, где O_i собственные средства поставщика в начале периода. В этих условиях чистая прибыль определяется только заемными оборотными средствами

$$P_i(\psi_i)(1-n)[(1-r)(v_i(\psi_i) - \psi_i) - w_i(\psi_i) - \alpha \psi_i] = P(\psi_i) - \rho(1-r)\phi_i]$$

и экономии $\rho(1-r)\phi_i$, поэтому

$$P_i(\psi_i, \phi_i) = P_i(\psi_i) + \rho(1-n)\phi_i.$$

Для потребителя с оборотным фондом $(\psi b_j, \phi b_j)$ чистую прибыль от собственных и заемных оборотных средств $F_j(\psi b_j, \phi b_j) > 0$ можно представить как

$$P_i(\psi b_i, \phi b_i) = P_j(\psi b_j) + \rho(1-n)\phi b_j,$$

где чистая прибыль только при заемных оборотных средствах

$$P_j(\psi b_j)(1-n)[(1-r)(v_j(\psi b_j) - \psi b_j) - w_j(\psi b_j) - \rho \psi_j] = P(\psi_i) - \rho(1-r)\phi b_j,$$

собственные оборотные средства $\phi b_j \leq \min(\psi b_j, O b_j)$, где $O b_j$ величина собственных средств потребителя в момент заключения договора.

В состоянии λ_i поставщик в начале периода инвестирует собственные средства в размере O_i в оборотные фонды и в альтернативный основному производству вариант

деятельности, а в конце периода имеет чистую прибыль с учетом упущенной выгоды от альтернативного использования величины ϕ_i , собственных средств

$$P_i(\psi_i) = P_i(\psi_i, \phi_i) - e\phi_i = p_i(\psi_i) + \rho(1-r) - e)\phi_i.$$

Аналогично прибыль потребителя, без альтернативного применения инвестированной в O величины ϕ_j средств равна

$$P_j(\psi_j) = P_j(\psi_j, \phi_j) - e\phi_j = P_j(\psi_j) + \rho(1-r) - e)\phi_j.$$

Условие $\rho(1-r) \geq e$ является реальным, когда чистые затраты участника $\rho(1-r)$ на единицу заемного капитала не меньше чистой альтернативной стоимости капитала e . Действительно, условие $\rho(1-r) < e$ показывает, что у контрагента имеется возможность покупать капитал с меньшими затратами, чем получать доход при альтернативном использовании этого же капитала, т.е. принято, что $\rho(1-r) \geq e$, причем строгое неравенство является естественным, когда, например, первая величина – удельные затраты участника по кредитам, а вторая – его удельные доходы по депозитам.

Контрагенты находят оптимальные решения в условиях рыночных цен, для которых чистая прибыль с учетом упущенной выгоды от альтернативного инвестирования максимальна, т.е. когда поставщик может продать свои изделия не только искомому потребителю, но и другим агентам рынка.

В оптимальной точке (ψ_i^*, ϕ_i^*) при $\rho(1-r) \geq e$, оборотные средства поставщика $\phi_i = \min(\psi_i^*, O_i)$. Аналогично записывается формула для потребителя.

Условие прибыльности поставщика

$$P_i^* = P_i(\psi_i^*, \phi_i^*) = p_i(\psi_i) + [\rho(1-r) - e] \min(\psi_i^*, O_i) > 0.$$

Прибыль поставщика от производственной деятельности в этом состоянии также положительна, так как $P_i^* = P_i(\psi_i^*, \phi_i^*) = p_i(\psi_i) + \rho(1-r) \min(\psi_i^*, O_i) = P_i(\psi_i^*, \phi_i^*) + e \min(\psi_i^*, O_i) > 0$. В произвольном технологическом состоянии ψ_i максимальная чистая прибыль безубыточного поставщика равна $P_i^*(\psi_i) = P_i(\psi_i) + [\rho(1-r) - e] \min(\psi_i^*, O_i)$. В этом случае условие прибыльности потребителя $P_j^*(\psi_j^*) > 0$, условие безубыточности потребителя

$$Pb_j^* = P_j(\psi b_j^*, \phi b_j^*) = P_j(\psi b_j) + [\rho(1-r) - \psi b_j] \min(\psi_j^*, Ob_j) > 0.$$

В этом состоянии прибыль потребителя от производственной деятельности также неотрицательна

$$Pb_j^* = Pb_j(\psi b_j^*, \phi b_j^*) = p_j(\psi b_j^*) + \rho(1-r) \min(\psi b_j^*, Ob_j) = P_j(\psi b_j^*, \phi b_j^*) + e \min(\psi b_j, Ob_j), > 0.$$

При неубывании собственных средств участников его прибыльность или безубыточность сохраняется.

А.С. Плещинский показывает, что оптимальное состояние безубыточности поставщика удовлетворяет условию $\Lambda_i^n \leq \lambda_i \leq \Lambda_i^o$, т.е. достаточно рассматривать $\Phi(\lambda_i)$ на указанном интервале. В силу того, что

$$P(\psi_i^*) = (1-r)[(1-n)(v_i(\psi_i^*) - \psi_i^*) - w_i(\psi_i^*)] > P_i^* > 0,$$

тогда $\psi_i^* > \Lambda_i^n$. С учетом того, что для условий $\lambda_i \leq \Lambda_i^o$, прибыль

$$P_i(\Lambda_i^o) \geq P_i(\lambda_i),$$

автор так же показывает, что $\psi_i^* \leq \Lambda_i^o$. Аналогично выводится утверждение, и для потребителя $\Lambda_j^n \leq \psi_j^* \leq \Lambda_j^o$. [139, с. 73].

Модель механизма трансфертных цен строится на следующих утверждениях:

- внутригрупповая поставка в начале периода t осуществляется по трансфертным ценам ниже рыночных;
- разность стоимости продукции поставщика в рыночных ценах и полученной оплаты представляет собой товарный кредит, который поставщик дает потребителю;
- кредит выступает как инвестиции поставщика в оборотные фонды потребителя;
- трансфертная цена для внутригрупповой поставки снижает затраты потребителя в начале периода, уменьшая тем самым его потребность в оборотных средствах.

Кроме этого, поставщик может кредитовать потребителя за счет собственной выручки, осуществляя инвестиции в его оборотные фонды. За полученный в начале периода t кредит величины H потребитель из своей выручки за выпу-

ценную им в периоде t конечную продукцию перечисляет поставщику в конце этого периода возмещение в размере $(1 + q)H$ где H трансферт, а q – ставка процента по внутригрупповым сделкам (в долях единицы), которая называется **ставкой трансферта**. В этом случае выручка поставщика от реализации в начале периода t уменьшается на величину H , а в конце периода t увеличивается на $(1 + q)H$. Итак, в конце периода $t-1$ выручка поставщика увеличивается на $(1 + q)H(t-1)$, где $H(t-1)$, – величина трансферта за предоставленный в начале периода $t-1$ кредит, и уменьшается на величину кредита H , предоставляемого поставщиком для производственной деятельности потребителя в периоде t . Соответственно, расходы потребителя за полученные продукты в начале периода t уменьшаются на величину H , равную снижению его затрат на приобретение исходных продуктов, а выручка от реализации в конце периода t уменьшается на $(1 + q)H$.

Множество допустимых значений (ψ_i, H, ϕ_i) обозначено как M_i , а множество M_j допустимых состояний потребителя (ψ_j, H, ϕ_j) .

«Будем называть производственных агентов безубыточными в условиях трансфертных цен, если чистая прибыль каждого с учетом альтернативного использования капитала неотрицательна, т.е. существует допустимое состояние $(\psi_i, H, \phi_i) \in M_i$, поставщика и допустимое состояние $(\psi_j, R, \phi_j) \in M_j$ потребителя, для которых при некоторой величине q ставки выполняется $f_i(q, H, \phi_i) \geq 0$ и $f_j(q, H, \phi_j) \geq 0$ » [139, 140].

В условиях трансфертных цен при фиксированных технологических состояниях агентов λ_i, λ_j допустимыми являются их состояния $(H, \phi_i) \in M_i(\lambda_i)$ и $(H, \phi_j) \in M_j(\lambda_j)$ при этом чистая прибыль безубыточного поставщика определяется как

$$f_i(\gamma, R, e_i) = p_i(\lambda_i) + (1-n)(1-d)(\gamma-\beta)H + (\alpha(1-n)-\beta)e_i \quad (2.9)$$

а прибыль безубыточного потребителя

$$f_j(\gamma, R, e_j) = p_j(\lambda_j) + (1-n)(\alpha-(1-d)\gamma)H + (\alpha(1-n)-\beta)e_j. \quad (2.10)$$

Далее в работах [139, 140] исследованы эффекты механизма трансфертных цен для поставщика и потребителя, при фиксированном значении ставки γ , когда первый является прибыльным или безубыточным в условиях рыночных цен, а

второй – безубыточным. Автор фиксирует технологические состояния участников с целью показать положительные эффекты механизма трансфертных цен без включения в них составляющих прироста прибыли от возможного изменения участниками технологических состояний при переходе от рыночных цен к трансфертным.

Вводим понятие (ψ_i, ψ_{bj}) – оптимальности, когда суммарная прибыль поставщика и потребителя при некоторых значениях ψ^* , H^* , ψ_i^* , ψ_{bj}^* не больше суммы прибыли участников при всех других параметрах γ , R , e_i , e_j . А.С. Плещинский показывает, что (λ_i, λ_j) – оптимальность является Парето–оптимальным на множестве допустимых состояний.

Выводы по второй главе.

1. На основе анализа практики функционирования российской энергетики, проведенной в рамках настоящей диссертации, показано усиление организационного и технологического дисбаланса в ее развитии. Этот дисбаланс возник, прежде всего, из-за нарушения системных принципов трансформации и управления электроэнергетической отраслью, в частности, по причине навязывания России ложного постулата о повышении ее эффективности при переходе на рынок и конкуренцию.

2. Как было установлено в условиях посткризисного развития экономики участника рынка сталкиваются с разнородными неопределенностями на рынках электроэнергии, топлива, оборудования, влияющими на масштабы производства, уровень себестоимости и потребности в финансировании капитальных вложений. В этой связи уровни цен необходимые для отрасли и желаемые для государства (общества) на электроэнергию являются крайне важными параметрами развития экономики. Участникам рынка они позволяют своевременно разрабатывать или адаптировать свои бизнес-стратегии, а государству – своевременно совершенствовать инструменты ценообразования и стимулирования инвестиций в электроэнергетике.

3. В данной главе приведены и проанализированы особенности моделей организации электроэнергетической отрасли. Всего выделено 4 модели: первая

модель-естественная монополия (конкуренция отсутствует), функционирует под воздействием регулятора (государство). Вторая модель. Единый покупатель, это может быть организация - посредник, оптовая компания и т.п. Родовой признак этой модели – разделение сферы генерации на некоторое количество автономных электрогенерирующих предприятий (ЭГП), которые предназначены для конкуренции друг с другом за поставку электроэнергии единому оптовому покупателю. Третья модель. В рамках этой модели формируют конкурентный оптовый рынок, для чего функция передачи электроэнергии разделяется по географической территории ее распределения. Для этого создаются транспортносетевые компании, территориальные распределительно-сбытовые компании (РСК) и специализированные рыночные структуры. Оптовые цены не регулируются, но продолжают регулироваться РСК и розничные цены. Четвертая модель предполагает конкуренцию и на оптовом, и на розничном рынках.

4. Предложены организационные характеристики, влияющие на эффективность функционирования энергоотрасли, такие как: как число «активных элементов» (C_i), т.е. таких представителей независимых компаний, которые реально влияют на принятие решений в этих компаниях, а, следовательно, определяют все важные параметры ее развития и поведения в конкурентной борьбе. Активный элемент обладает:

- Личными целями и стратегиями поведения в рамках компании.
- Индивидуальными компетенциями, знанием предметной области.
- Личными предпочтениями (функция предпочтения).
- Степенью приверженности, важная характеристика, которая отражает преданность компании.

5. Проведен анализ проблем развития электроэнергетики и подходов к их решению в публикациях различных авторов. Многие авторы называют наиболее важными следующие задачи исследования электроэнергетики:

- оценка и корректировка потребностей в топливе и энергии;
- прогноз вероятной динамики цен на топливо и энергию;

- определение народнохозяйственной эффективности вариантов развития энергетики;
- определение рациональных объемов и структуры экспорта и импорта энергоресурсов;
- оценки масштабов и сроков требуемого развития связанных с ТЭК производств;
- выявление потенциальных трудностей, ограничений на развитие ТЭК ;
- разработка государственной энергетической политики.

6. Предложена схема объясняющая механизм увеличения цен и тарифов. Цена на ресурсы разгоняется за счет мировых цен (не контролируемые) на нефть, газ, уголь и валютных курсов. И контролируемые: заработная плата, коммунальные услуги, товары потребительской корзины, транспортные, цены капитала, дивиденды и т.д. На основе этих факторов формируется себестоимость и оптовая цена, естественно генерирующая компания стремится сохранить приемлемый для нее уровень рентабельности. Сетевые компании добавляя к оптовой цене (затраты) собственный уровень рентабельности формируют приемлемый для себя тариф, учитывающий необходимость решать все управленческие задачи: текущие и стратегические. Если величина тарифа выходит за регулируемый уровень, сетевая компания начинает апеллировать к государству с претензией повышения тарифа. Такая система обречена на постоянное повышение цен в силу своей сущностной организации.

7. В главе показано, что реформаторы совершили три группы трансформационных ошибок. Первое это концептуальные ошибки, когда в погоне за быстрым результатом не смогли сформировать адекватный концептуальный план, цели и стратегии реформирования, сюда можно добавить и дефицит компетенций. Второе к процедурным ошибкам следует отнести методологический и методический нигилизм, игнорирование научных принципов организационных действий, опора на метод проб и ошибок, отсутствие продуманной стратегии. Третье, институциональные ошибки, а точнее, спекулятивная мотивация, не прозрачный характер принимаемых решений, вовлеченность власти в процессы трансформации

электроэнергетики на стороне «нужных лиц» привели к дезинтеграции структур электроснабжения, экономики и домохозяйств.

8. *Сформулирована гипотезы исследования.* Гармонизация работы электроэнергетики и экономики обусловлена восстановлением целостности электроэнергетики, стабилизации роста тарифов и цен. Такую гармонизацию можно осуществить на основе интеграции всех переделов процесса производства, генерации, оптовой поставки и розничной поставки. Учитывая рыночные условия, частную собственность и институциональные ограничения, объединение указанных этапов можно осуществить на основе мягких, интеграционных, добровольных процедур с максимально возможным учетом интересов контрагентов. Это позволит, как минимум, сократить постоянные расходы за счет сокращения промежуточных звеньев, транзакционных издержек и управленческих структур.

9. В рассматриваемой главе предложены два подхода к исследованию взаимодействий на основе формальных моделей процесса интеграции участников, предприятия генератора электроэнергии (поставщика) и предприятия покупателя электроэнергии (потребителя). Первая модель основана на функциях объема продаж, затрат и прибыли как поставщика так и потребителя. Взаимодействие моделируется путем учета параметров модели поставщика в модели потребителя. Вторая модель основана на концепции экономии транзакционных затрат при поставках продукции поставщиком потребителю. Основной смысл заключается в том, что необязательно в межгрупповой поставке использовать рыночную цену, когда можно применить более низкую, трансфертную цену и сэкономить на налогах, кредитах под оборотный капитал и всевозможных штрафах и неустойках при задержке поставок потребителем.

3. НАЛИЗ ПРАКТИКИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ (НА ПРИМЕРЕ АЛТАЙСКОГО КРАЯ)

3.1 Характеристика структуры и организации оптового рынка

В результате трансформационных преобразований начала 2000-х годов Единая электроэнергетическая система России была реформирована в специфическую структуру, учитывающую, на наш взгляд два основных аспекта: первое, технологический; второе, рыночный, о чем мы говорили в предыдущих разделах настоящего диссертационного исследования. В самом общем виде структура обеспечения электроэнергией потребителей, после реформирования, стала выглядеть следующим образом, рис. 3.1:



Рис. 3.1 Принципиальная схема купли – продажи электроэнергии и мощности

Блок генерации определяет совокупность всех видов и типов генерирующих электростанций в целом по России, или по отдельному региону, в том числе, по Сибирскому федеральному округу. Это АЭС, ГЭС, ТЭЦ, ГРЭС и другие. Вся сгенерированная электроэнергия учитывается и распределяется через так называемый «Оптовый рынок», для осуществления деятельности которого, была создана специальная, административная структура «Некоммерческое партнерство Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью», далее Партнерство. Сокращенное наименование: Ассоциация «НП Совет рынка» [244]. Учредителями Партнерства являются, см. табл. 3.1.

Таблица 3.1. Список учредителей

1)	РАО «ЕЭС России»;
2)	ГУП ПЭО «Татэнерго»;
3)	ОАО «Иркутскэнерго»;

4)	ОАО «Костромская ГРЭС»;
5)	ОАО «Ставропольская ГРЭС»;
6)	ОАО «Рязанская ГРЭС»;
7)	ОАО «Конаковская ГРЭС»;
8)	ОАО «Пермская ГРЭС»;
9)	ОАО «Волжская ГЭС имени В.И. Ленина»;
10)	ОАО «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»;
11)	ГП «Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях»;
12)	ГП «Смоленская АЭС»;
13)	ОАО «Оренбургэнерго»;
14)	ОАО «Тюменьэнерго»;
15)	ОАО «Самараэнерго»;
16)	ОАО «Нижновэнерго»;
17)	ОАО «Челябэнерго»;
18)	ОАО «Омскэнерго»;
19)	ЗАО «Энергопромышленная компания»;
20)	ООО «Дизаж М»;
21)	ООО «ЕвразХолдинг»;
22)	ОАО «СУАЛ-ХОЛДИНГ»;
23)	ОАО «Сибирско-Уральская нефтегазохимическая компания»;
24)	ОАО «Русский Алюминий»;
25)	ОАО «Нефтяная компания «ЮКОС»;
26)	ООО «Региональная энергетическая компания – ЭНЕРГОСБЫТ»;
27)	ОАО «Северсталь»;
28)	Автономная некоммерческая организация «Научно-практический центр социальной адаптации и реабилитации БЛАГОДАР».

Источник: Рынок электроэнергии и мощности НП Совет рынка (некоммерческое партнерство) [244]

Цели и функции партнерства

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» [188], статья 33, пункт 1, часть 6 и устава (приложение 1), основными целями (предметом) деятельности Партнерства являются [244]:

1. «обеспечение функционирования коммерческой инфраструктуры рынка;
2. обеспечение эффективной взаимосвязи оптового и розничного рынков;
3. формирование благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику;
4. наличие общей позиции участников оптового и розничного рынков при разработке нормативных документов, регулирующих функционирование электроэнергетики;

5. организация оптовой и розничной торговли на основе саморегулирования эффективной системы электрической энергией, мощностью, в целях обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации, единства экономического пространства, свободы экономической деятельности и конкуренции на оптовом и розничных рынках, соблюдения баланса интересов производителей и покупателей электрической энергии и мощности, удовлетворения общественных потребностей в надежном и устойчивом снабжении электрической энергией».

Для достижения целей деятельности, Партнерство осуществляет за счет вступительного, текущих (регулярных) и иных членских взносов, пожертвований и прибыли следующие виды деятельности, не являющиеся предпринимательскими:

- ✓ участие в подготовке правил оптового и розничных рынков электроэнергии и предложений о внесении в них изменений и дополнений;
- ✓ разработка и утверждение стандартной формы договора о присоединении к торговой системе оптового рынка, регламентов оптового рынка, стандартных форм договоров, обеспечивающих осуществление торговли на оптовом рынке электрической энергией, мощностью, иными товарами;
- ✓ контроль за соблюдением правил и регламентов оптового рынка субъектами оптового рынка - участниками обращения электрической энергии и (или) мощности, организациями коммерческой инфраструктуры, организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
- ✓ ведение реестра субъектов оптового рынка, принятие решения о присвоении или лишении статуса субъекта оптового рынка;
- ✓ организации системы досудебного урегулирования споров между субъектами оптового рынка и субъектами электроэнергетики в случаях, предусмотренных договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;
- ✓ признания генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии или торфа, квалифицированными генерирующими объектами;

- ✓ ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на основе использования возобновляемых источников энергии или торфа;
- ✓ установление системы и порядка применения имущественных и иных санкций в отношении субъектов оптового рынка, в том числе исключение из их состава;
- ✓ мониторинг ценовой ситуации на оптовом и розничных рынках;
- ✓ взаимодействие с уполномоченными государственными органами, регулирующими и контролирующими деятельность Партнерства;
- ✓ взаимодействия с иностранными организаторами оптовой торговли электрической энергией, мощностью, иными товарами, обращающимися на оптовом рынке;
- ✓ анализа результатов функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) и раскрытие информации, предусмотренной законодательством Российской Федерации;
- ✓ разработки, внедрения и сопровождения программных и информационных систем, обеспечивающих осуществление Партнерством своей деятельности;
- ✓ рассмотрение проектов нормативных правовых актов в области электроэнергетики, устанавливающих требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, в целях оценки влияния указанных требований на потребителей и производителей электрической энергии и изменение цен на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

Описание механизма и правил функционирования Оптового рынка электрической энергии и мощности

Оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭМ) – область обращения специфических товаров (электроэнергии и мощности) в Единой энергетической системе и в экономическом пространстве Российской Федерации. Законодательной базой организации оптового рынка является Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» [188], Правила оптового рынка элек-

трической энергии и мощности (постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172) и другие нормативно-правовые акты, определяющие различные правила оптового рынка. В таблице 3.2.представлена краткая организационно-технологическая характеристика оптового рынка.

Таблица 3.2. Общая структура оптового рынка за 2019 г.

номер	Показатели	
1.	Выработка на ОРЭМ, (млн. МВат/час)	1088
2.	Оборот ОРЭМ, (трлн. руб)	3,6
3.	Обязательства по оплате электроэнергии и мощности (трлн. руб)	1,9
4.	Расчетная модель: Узлов (шт.) Ветвей (шт.) режимных генерирующих единиц (шт.)	10 000 15 000 1500
5.	Участников ОРЭМ	358
6.	Заявок участников ОРЭМ (млн).	1,5
7.	Определение цены «на сутки вперед» (РСВ) По каждому узлу, на каждый час, (дней в году)	365

Таблица составлена по материалам [243]

По правилам оптового рынка единое экономическое пространство РФ разделено на **ценовые зоны**, в которых купля - продажа электрической энергии и мощности осуществляется по свободным (нерегулируемым) ценам. В целом определены две ценовые зоны. Различие зон основывается на особенностях планирования и ведения режима, определяемых составом генерирующего оборудования и сетевыми ограничениями на переток активной мощности из одной ценовой зоны в другую.

Первая ценовая зона: Европейская часть России, Урала (Центрального и Северо-Западного, кроме территорий неценовых зон), Южного, Северо-Кавказского, Приволжского и Уральского федеральных округов.

Вторая — территория Сибири (Сибирский федеральный округ).

Оптовый рынок электроэнергии и мощности функционирует на территории регионов, объединенных в **ценовые** и **неценовые** зоны.

«Неценовые зоны (Архангельская область, Калининградская область Республика Коми, регионы Дальнего Востока) – это территории, где по технологическим причинам организация рыночных отношений пока невозможна, и реализация электроэнергии и мощности осуществляется по особым правилам. С 1 января 2019 года Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) были включены в состав территорий, которые объединены в неценовую зону Дальнего Востока» [243].

Агенты и участники оптового рынка

Продажи электрической энергии и мощности на оптовом рынке осуществляют генерирующие, сбытовые, сетевые (в части приобретения электроэнергии для покрытия потерь при передаче) компании, крупные потребители-члены оптового рынка. К крупнейшим генерирующим корпорациям относят: ПАО «Русгидро (федеральная гидрогенерирующая компания), АО «Концерн Росэнергоатом» (оператор атомных электростанций), ПАО «Интер РАО ЕЭС» – (энергетический холдинг, а также единственный оператор экспорта-импорта электроэнергии), ООО «Газпром энергохолдинг», АО «ЕвроСибЭнерго» и др. [243]. При этом, и продавцы, и покупатели электроэнергии и мощности могут быть субъектами оптового рынка.

Императивом участия в купле-продаже электрической энергии и мощности на оптовом рынке является условие участия агента в саморегулируемой организации участников оптового рынка электроэнергии и мощности: Ассоциации «НП Совет рынка». Подписание Договора о вхождении в торговую систему оптового рынка электроэнергии и мощности (ДОП) и получение статуса агента (субъекта) ОРЭМ. Заключая ДОП с Ассоциацией «НП Совет рынка», субъект оптового рынка принимает на себя обязательства по соблюдению всех правил, закрепленных в Регламентах. Регламенты оптового рынка, разрабатываются, принимаются и изменяются Ассоциацией и обычно прилагаются к ДОП.

Федеральным законом от 04 ноября 2007 года № 250-ФЗ "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России" были внесены изменения и дополнения в статью 33 Федерального закона от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ "Об электроэнергетике", касающиеся особенностей правового статуса коммерческой инфраструктуры оптового рынка. С 01 апреля 2008 года деятельность по организации торговли на оптовом рынке, связанную с заключением и организацией исполнения сделок по обращению электрической энергии, мощности и иных объектов торговли, обращение которых допускается на оптовом рынке, должен осуществлять коммерческий оператор оптового рынка. 13 декабря 2007 года состоялась государственная регистрация Открытого акционерного общества "Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии" [246].

«В соответствии с решением Наблюдательного совета НП "АТС" от 30 ноября 2007 года на ОАО "АТС" возложено исполнение с 01 апреля 2008 года функции коммерческого оператора оптового рынка.

В настоящее время АО "АТС" - 100 % дочерняя компания Ассоциации "НП Совет рынка". АО "АТС" проводит торги и обеспечивает расчёты между производителями и покупателями электроэнергии.

АО «АТС» осуществляет ведение Реестра субъектов оптового рынка, в том числе ежемесячное формирование изменений перечня субъектов оптового рынка, получивших право (лишившихся права) участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью с начала следующего календарного месяца.» [246].

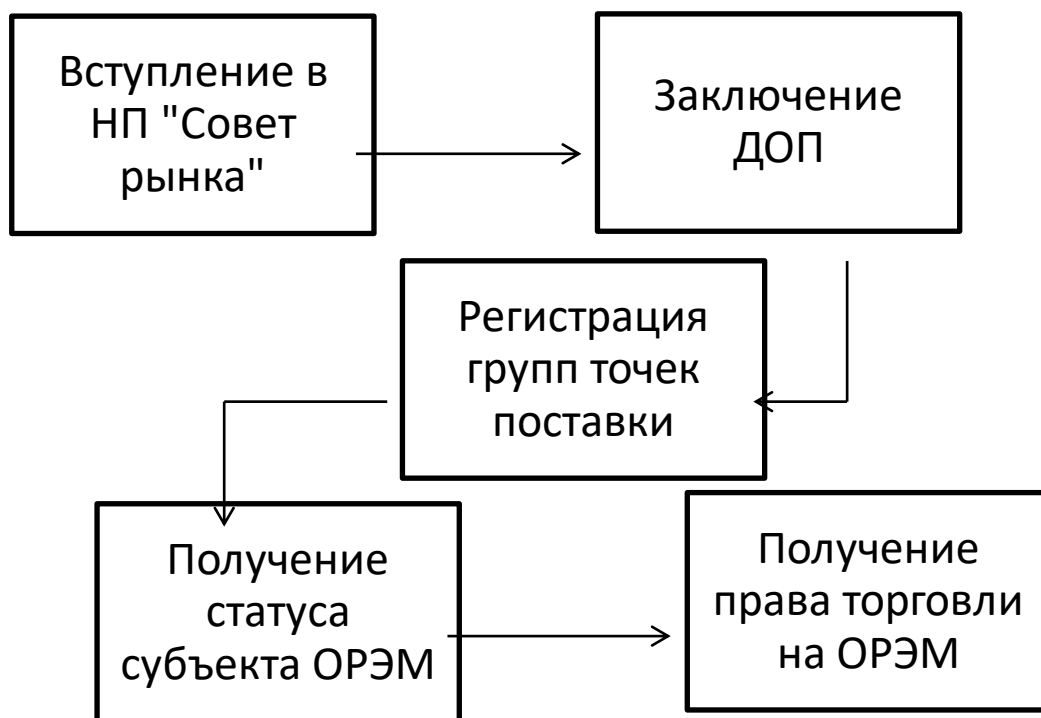


Рис. 3.2 Порядок получения права торговли на оптовом рынке

Описание рынка электроэнергии во 2-ой зоне (СФО)

Электрическая энергия в рамках ценовой зоны, в нашем случае СФО, оптового рынка электроэнергии и мощности продается либо по регулируемым ценам, либо по нерегулируемым (конкурентным) ценам на рынке на сутки вперед, либо на балансирующем рынке, предусматривающем свободные договоры. Структура такой торговли за 2019 г. представлена на рис. 3.3

Регулируемые договоры (РД), начиная с 2011 г. предусматриваются только в отношении поставок электроэнергии населению и приравненным к населению группам потребителей, а также покупателям на территориях, с особыми условиями функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности, а именно, республики Северного Кавказа, республики Тыва, Карелия и Бурятия. Цены на электроэнергию и мощность по регулируемым договорам определяются Федеральной антимонопольной службой (ФАС) России по определенной методике, с учетом индексации цен. Для поставок электроэнергии и мощности по РД ФАС России формирует сводный прогнозный баланс производства

и поставок электрической энергии. «Поставки по РД не должны превышать 35% от полного объема поставки электрической энергии (мощности) на оптовый рынок, определенного в балансовом решении для соответствующего производителя» [244].



Рис. 3.3 структура продаж электроэнергии и мощности в 2019 г. по СФО
Объемы электроэнергии, превышающие поставки по РД, реализуются по нерегулируемым ценам, с заключением свободных договоров рынка - на сутки вперед (РСВ) и балансирующего рынка (БР). При заключении «свободных договоров» субъекты рынка самостоятельно определяют контрагентов, цены и объемы поставок.

Выбор состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) осуществляется системным оператором для актуализации состава генерирующего оборудования, в том числе, с учетом «горячего резерва», для конкурентного отбора рынка на сутки вперед (РСВ). Процедуры ВСВГО проводятся ежедневно на три дня вперед: т.е. в сутки С-2 в отношении суток С, С+1, С+2 и заканчивается за 24 часа до начала суток поставки электроэнергии (согласно правилам оптового рынка) [245]. Результат ВСВГО может вызвать дополнительную оплату пуска генерирующего оборудования (оплата пусков включается в стоимость договора купли продажи РСВ). ВСВГО осуществляется системным оператором на основе

информации: поставщиков о составе и параметрах генерирующего оборудования; ценовых заявок поставщиков; актуальных данных по ожидаемому потреблению электроэнергии, топологии сети, системным ограничениям, необходимым объемам резервов [245].

РСВ осуществляет конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. Конкурентный отбор проводит коммерческий оператор АО «АТС». На РСВ практикуется маржинальное ценообразование, т.е. цена определяется на основании баланса спроса и предложения и является обязательной для всех субъектов рынка, см. рис. 3.4.

Цена РСВ определяется для каждого, из более чем, 10 000 узлов (см. табл. 3.2) второй ценовой зоны (аналогично для первой ценовой зоны). В приоритетном порядке к исполнению поставок включаются заявки на объемы электроэнергии, которые поданы с предложением наиболее низких цен. И, напротив, в объемы планового потребления в первую очередь включаются заявки, которые покупатели готовы оплатить по наиболее высокой цене или по любой, сложившейся на РСВ цене, см. рис. 3.4 .

Механизм ценообразования на РСВ

Для формирования текущих оптовых цен на сайте АО «АТС» [243] ежедневно публикуются индексы цен и объемы торговли на РСВ. Принято за сутки до реализации поставки на РСВ определяется плановые объемы производства и потребления, при этом учитывается, что объем фактического потребления, с очень высокой вероятностью, будет отличаться от планового объема.

Операции по продаже или покупке отклонений фактических объемов производства/потребления от запланированных объемов производится в режиме реального времени на так называемом «балансирующем рынке».

$$\pm\Delta W_b = W_n - W_f \quad (3.1)$$

Где $\pm\Delta W_b$ - отклонение планового объема от фактического; W_n - плановый объем поставки электроэнергии; W_f – фактически сложившейся объем.

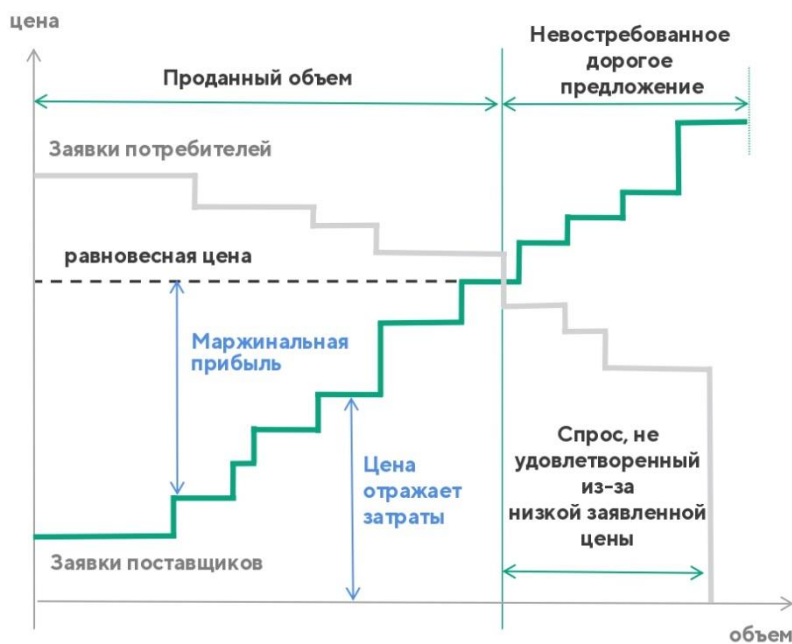


Рис. 3.4 Формирование цен и объемов поставки электроэнергии на РСВ [244]

Согласно требованиям [246] за каждые 3 часа до часа фактической поставки системный оператор проводит дополнительные конкурентные отборы заявок поставщиков с учетом уточненного прогноза объемов потребления в энергосистеме, с оптимизацией экономической эффективности изменения загрузки станций и требований системной надежности [243, 245].

Фактическое потребление может отклоняться от планового по разным причинам, в том числе на основе собственных стратегий энергопотребления или под давлением внешних факторов. Внешней причиной отклонения $\pm \Delta W_b$ является команда Системного оператора. Отклонение фактического объема производства электроэнергии генерирующей компанией от запланированного на РСВ в меньшую сторону $W_n > W_f$ приводит к покупке на БР объема электроэнергии, равного соответствующему отклонению. При выработке объема, превышающего запланированный на РСВ ($W_n < W_f$), поставщик продает на БР соответствующее отклонение (ΔW_b). По тем же правилам объемы покупки и продажи отклонений на БР задаются для покупателей. Покупатель, купивший больше планового объема РСВ $W_f > W_n$, покупает разницу ΔW_b электроэнергии на БР, а потребивший меньше

($W_f < W_n$) – продает. Стоимость отклонений оценивается так, чтобы побуждать субъектов к максимизации исполнения планового объема потребления и производства электроэнергии, заданного на РСВ, а так же к более точному выполнению предписаний системного оператора. Фактически, на БР условно подвергаются штрафу участники, допустившие наибольшие отклонения от плановых объемов потребления и выработки электроэнергии на основе собственных стратегий, и «премируются» участники, минимизирующие отклонения фактического производства и потребления от планового и наиболее точно исполняющие команды Системного оператора. В дальнейшем стоимость отклонений ложится в основу формирования небаланса балансирующего рынка. Отрицательный небаланс гасят участники пропорционально их тяжести в появлении небаланса. Положительный небаланс распределяется между поставщиками, пропорционально величине исполнения внешних инициатив, и потребителями, максимально точно придерживающимися планового потребления, что является механизмом стимулирования дисциплины для участников рынка БР [244].

Описание механизма действия рынка мощности

Мощность – это форма услуги продавца электроэнергии, покупка которой дает покупателю - участнику оптового рынка право требовать от продавца поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества и объема, необходимого для удовлетворения потребности в электрической энергии данного потребителя [244, 245].

Варианты и формы реализации мощности на оптовом рынке:

- покупка/продажа мощности, по договорам купли-продажи, заключенным по итогам конкурентного отбора мощности, в том числе, по итогам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО);
- покупка/продажа по свободным договорам купли-продажи мощности (СДМ);

- покупка/продажа по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) и по договорам купли-продажи мощности новых атомных станций и гидроэлектростанций;
- покупка/продажа мощности, отнесенной к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме для обеспечения надежности электроснабжения и теплоснабжения;
- покупка/продажа мощности по регулируемым договорам (в объемах поставки населению и приравненным категориям);
- покупка/продажа мощности, производимой квалифицированными генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), по договорам, заключенным по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ;
- покупка/продажа мощности, отобранной по итогам отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (КОММОД), по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов.

Оплата мощности: сумма по оплате мощности генерирующих объектов, направляемых на КОМ и КОММОД, а также мощность объектов, получающих оплату по ДПМ, распределяется по всем потребителям ценовой зоны. «Мощность объектов, отнесенных к вынужденным генераторам в связи с угрозой наступления дефицита электроснабжения, оплачивается потребителями соответствующей зоны свободного перетока. Мощность объектов, отнесенных к вынужденным генераторам в связи с угрозой наступления дефицита теплоснабжения, оплачивается потребителями соответствующего субъекта Российской Федерации» [244].

В основу рынка мощности положен конкурентный отбор мощности (КОМ), производимый системным оператором, который устанавливает, какая мощность будет оплачиваться на оптовом рынке.

КОМ осуществляется ежегодно, по ценовым зонам, на год поставки через 5 лет (на 6 лет вперед). Спрос определяется на основании схемы и программы развития ЕЭС России. Генерирующие компании - поставщики подают ценовые заявки как по существующим, так и по проектируемым генерирующим объектам. Потребители могут подавать так называемые «ценопринимающие» заявки с учетом возможности снижения потребления, в зависимости от уровня цен. «Мощность генерирующих объектов, работа которых необходима для поддержания технологических режимов работы энергосистемы или поставок тепловой энергии (вынужденные генераторы), и мощность, планируемая к поставке в соответствующем году по договорам ДПМ и аналогичным договорам с новыми АЭС и ГЭС, при проведении КОМ учитывается как обязательная к отбору (включается в ценопринимающую часть предложения)», описание механизм ценообразования детально представлено в [244, 246, 247].

3.2 Характеристика механизма деятельности розничного рынка электрической энергии

Розничные рынки электрической энергии - это сфера обращения электрической энергии в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием производителей, покупателей электрической энергии (мощности) и иных лиц, которые не являются субъектами оптового рынка электрической энергии (мощности). Требования к производителям и покупателям, которые разграничивают субъектов оптового рынка и розничных рынков устанавливаются Правительством Российской Федерации (см. Приложение 2).

2. Субъекты розничных рынков.

«Основными субъектами розничных рынков являются:

- потребители электрической энергии;
- гарантирующие поставщики;
- энергосбытовые организации;
- энергоснабжающие организации;

- производители электрической энергии, не имеющие права на участие в оптовом рынке;
- территориальные сетевые организации;
- субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на уровне розничных рынков» [248].

Понятие «гарантирующий поставщик»

Запрет в РФ сочетания конкурентных и монопольных видов деятельности в электроэнергетике обусловил разделение функций передачи электроэнергии от производства и продажи. Выполнение требования надежного электроснабжения потребителей, при таком разделении, инициировало создание института гарантирующих поставщиков (ГП). ГП – энергосбытовая компания, обязана заключать договоры со всеми обратившимися к ней клиентами в пределах ее сферы деятельности. Договоры, заключаемые ГП с потребителями, носят публичный характер (см. приложение 2).

Назначение и смена, а также контроль деятельности и финансового состояния ГП происходит при участии органов власти, что обеспечивает потребителям электроэнергии надежное энергоснабжение.

ГП действует в таком качестве в рамках определенной зоны деятельности. Вне ее он может выступать как энергосбытовая организация. Зоны деятельности гарантирующих поставщиков не пересекаются [248].

Гарантирующие поставщики зоны Кузбасс- Алтайский край. Публичное акционерное общество «Кузбасская энергетическая сбытовая компания», АО "Алтайкрайэнерго", АО "Барнаульская горэлектросеть", Акционерное общество «Алтайэнергосбыт», всего по России 680 гарантирующих поставщиков.

Энергосбытовая организация

Энергосбытовая организация, в отличие от ГП, не ограничена в заключении договоров с покупателем, включая договоренность о цене (тарифе), исключая снабжение потребителей-граждан.

Для потребителей-граждан она руководствуется установленным порядком поставки объемов по регулируемым и нерегулируемым ценам.

Энергоснабжающая организация

Организации, которые в границах территорий, не включенных в ценовые зоны оптового рынка и по технологическим причинам, совмещают куплю-продажу с передачей электроэнергии, называются энергоснабжающими.

Во всех остальных случаях такое совмещение запрещено.

Производители электроэнергии, не входящие в оптовый рынок

Деятельность производителей на розничном рынке определяется их установленной мощностью, например, если станции вырабатывают электроэнергию свыше 25 МВт, то они могут продавать электроэнергию и мощность только ГП на условиях и ценах оптового рынка. Прочие производители могут поставлять электроэнергию и мощность любым потребителям или энергоснабжающим компаниям в границах деятельности того ГП, на чьей территории они расположены. Вся остаточная (недопотребленная) электроэнергия поставляется ГП.

Договорная модель розничных рынков

«ГП и энергосбытовые компании вправе заключать два вида договоров с потребителем:

- Договор купли-продажи, по которому потребитель самостоятельно решает вопросы передачи электроэнергии с сетевой организацией.
- Договор энергоснабжения, включающий в себя как условия купли-продажи электроэнергии, так и все существенные условия договоров оказания услуг по передаче электроэнергии» [248].

ГП преимущественно заключают договоры энергоснабжения, ориентируясь на традиционные для него устоявшиеся отношения, в том числе отношения с сетевой организацией в интересах обслуживаемых потребителей.

Энергосбытовые организации в большинстве случаев заключают договоры купли-продажи.

«При заключении и расторжении договоров на розничном рынке стороны руководствуются следующими правилами:

- договор вступает в силу со дня начала оказания услуг по передаче электрической энергии;

- в свою очередь договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии исполняются только при наличии договора купли-продажи электрической энергии;
- поставщик электрической энергии и (или) покупатель электрической энергии не вправе расторгнуть договор купли-продажи, договор поставки электрической энергии, в том числе отказаться в одностороннем порядке от исполнения договора, до момента уведомления сетевой организации о своем намерении расторгнуть договор; потребитель вправе расторгнуть договор в одностороннем порядке при условии отсутствия задолженности и выполнении иных обязательных требований» (приложение 2), [248].

Исполнение и расторжение публичных договоров, заключаемых ГП, подчиняются Правилам деятельности розничных рынков. Для потребителей-граждан допускается заключать договоры электроснабжения без письменной формы, то есть без документального формуляра, подписанного контрагентами. Договор гражданина считается действующим, если последний оплатил поставку и подтвердил оплату ГП. При этом ГП обязан уведомить потребителей - граждан о форме договора, представив его публичный текст в пунктах приема платежей, или доставки вместе с платежными квитанциями, в прессе, на сайте в сети Интернет - по желанию. Без выполнения этого условия ГП в судебных или арбитражных разбирательствах будет предъявляться условия примерного договора энергоснабжения, взятого из приложения к Правилам.

Другие потребители обращаются с заявкой к ГП на предмет заключения договора в обязательной письменной форме, одновременно представляют информацию о присоединении энергопринимающих устройств потребителя к электрической сети сетевой компании, а также о их надлежащем техническом состоянии. ГП вправе отказать потребителю в заключении договора, если последний не находится в зоне его деятельности. Сроки для заключения договора определяются Гражданским кодексом РФ.

Согласно правилам, потребитель может расторгнуть договор с ГП электроэнергии, в следующих случаях:

- при отсутствии задолженности;
- при возмещении выпадающие доходы ГП до конца периода регулирования.

Практика и механизмы ценообразования

Согласно Правилам функционирования розничных рынков часть объема электроэнергии реализуется на розничном рынке по регулируемой цене, а часть - по нерегулируемой, в пределах допустимого объема, подлежащего продаже по нерегулируемым ценам. Однако население, коммунальные услуги по электроснабжению (ТОК, ЖСК, ТСЖ и т.д.) оплачивают всю фактически потребленную электроэнергию по регулируемым ценам (тарифам). Электроэнергия (мощность) сверх объемов, поставляемых по регулируемым тарифам, оплачивается по нерегулируемым ценам.

Механизм регулируемых цен розничных рынков.

Регулируемые цены (тарифы) устанавливаются Правительством Российской Федерации на основании прогноза социально-экономического развития РФ на следующий год. ФСТ России определяет предельные минимальные и максимальные отклонения регулируемых тарифов на электрическую энергию и мощность, поставляемую потребителям ГП и другими энергоснабжающими компаниями [248].

Предельные уровни тарифов могут быть установлены с привязкой к календарю и с разбивкой по категориям потребителей, как в среднем по федеральным образованиям РФ, так и отдельно для ГП, и других энергоснабжающих компаний с учетом тех или иных особенностей. Срок действия назначаемых тарифов не может быть менее 1 года.

Предельные уровни регулируемых тарифов устанавливаются исходя из полных объемов потребления электрической энергии (мощности), принимаемых при формировании сводного прогнозного баланса, утвержденного ФСТ России на текущий период регулирования.

В рамках предельных уровней тарифов региональные службы по тарифам (РСТ) субъектов РФ до принятия закона о бюджете субъекта РФ на очередной

финансовый год устанавливаются на розничном рынке регулируемые тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую гарантирующими поставщиками, другими энергоснабжающими организациями, к числу потребителей которых относится население.

Указанные регулируемые тарифы устанавливаются на очередной год одновременно в 3-х вариантах:

1. одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость 1 кВтч поставляемой электрической энергии и мощности;
2. двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 кВтч электрической энергии и ставку за 1 кВт установленной генерирующей мощности;
3. одноставочный тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители для оплаты электрической энергии (мощности) за время регулирования выбирают на розничном рынке один из предлагаемых вариантов тарифа, уведомив об этом ГП.

Расчет указанных тарифов осуществляется в соответствии с Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденными ФСТ России 06.08.2004, № 20-э/2 [249] на основании экономически обоснованных расходов и осуществляется дифференцированно по группам потребителей.

«Выделяются четыре вида потребителей: базовые потребители, население, прочие потребители, организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии, приобретающие ее в целях компенсации потерь в сетях» [248].

Двухставочные тарифы определяются на основе отдельного учета затрат для электрической энергии и для мощности. Расчет ставки тарифа за электрическую энергию учитывает переменные расходы, в том числе расходы на покупку энергии. При определении ставки тарифа за мощность учитывают условно-постоянные расходы, в том числе расходы на покупку мощности и ставку платежа на содержание сетевого тарифа.

Тарифы на поставляемую электроэнергию потребителям, разделяются на:

1. по уровням напряжения:

- высокое, (110 кВ и выше);
- среднее первое (35 кВ);
- среднее второе (от 1 кВ до 20 кВ);
- низкое (0,4 кВ и ниже).

2. по числу часов использования заявленной мощности (ЧЧИ).

Сочетание объема электроэнергии и мощности измеряется числом часов использования заявленной потребителем мощности (далее - ЧЧИ) в год. Чем больше ЧЧИ, тем более ровным графиком потребляет потребитель электроэнергию.

3. по зонам суток.

Разделение тарифов на зоны в течение суток обусловлено процессом энергосбережения и сглаживание пиков потребления, то есть больше потреблять во время меньших нагрузок (ночь) и снижать потребление в периоды увеличенных нагрузок («полупик», пик).

Интервалы тарифных зон суток устанавливает ФСТ России на основании запрашиваемой информации в ОАО «СО ЕЭС» [250].

- Расчетный тариф в ночной зоне учитывает только переменные затраты на покупку электроэнергии на оптовом и розничном рынке (без оплаты мощности).

- Электроэнергия, поставляемая в полупиковой зоне, рассчитывается по тарифу, определяемому как средневзвешенная стоимость покупки электроэнергии и мощности ГП плюс сбытовая надбавка плюс затраты на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности) - услуги ОАО «АТС».

- «Тариф за электроэнергию, потребляемую в пиковой зоне графика нагрузки, определяется таким образом, чтобы обеспечить совокупную необходимую валовую выручку ГП с учетом тарифной выручки от потребителей, потребляющих электроэнергию по тарифам в ночной и в полупиковой зоне» [248].

Стоимость электрической энергии, поставляемой по регулируемым ценам потребителям (исключая население), рассчитывается как произведение тарифа,

доведенного российской службой тарифов для потребителей, оплачиваемых по двухставочному тарифу, - тарифной ставки непосредственно за потребленную электроэнергию и объема энергии, определяемой с учетом коэффициента распределения, поставляемой на розничном рынке по регулируемым ценам (коэффициент бета).

Указанный коэффициент устанавливается по окончании расчетного периода непосредственно каждым ГП, по результатам торгов на оптовом рынке и фактического суммарного потребления электроэнергии на розничном рынке его собственными потребителями.

Стоимость мощности, поставляемой по регулируемым ценам потребителям, на основе двухставочного тарифа, определяется как произведение тарифа, для соответствующей группы потребителей за фактически потребленную мощность и коэффициента, определяющего соотношение величины мощности, приобретаемой по регулируемым ценам к фактически потребленной им мощности.

После окончания либерализации на оптовом рынке, т.е. с января 2011 года, на розничном рынке по регулируемым ценам электроэнергия (мощность) продается только в объемах потребления населения в рамках трехлетних долгосрочных договоров.

В рамках таких договоров:

- Продается не более 35% от объемов выработки производителей;
- Договоры обязательны для всех производителей;
- Цена – плавный переход от тарифов к рыночному уровню.

Нерегулируемые цены розничных рынков.

Предельные уровни нерегулируемых цен на розничном рынке устанавливаются поставщиками потребителям, к которым относится население в соответствии с порядком, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации.

Предельный уровень нерегулируемых цен на розничном рынке определяется как сумма ряда составляющих:

- 1) средневзвешенной нерегулируемой цены определяемой ОАО «АТС» при покупке электроэнергии (мощности) на оптовом рынке,
- 2) размера платы за обязательные услуги при снабжении электрической энергией данного потребителя (покупателя), включая сбытовую надбавку ГП, а также размер платы за услуги по передаче электрической энергии в случае ее поставки по договору энергоснабжения.
- 3) Средневзвешенные нерегулируемые цены рассчитывается для:
 - 3.1 потребителей электроэнергии, купленной на розничном рынке по одноставочному тарифу;
 - 3.2 купленной на розничном рынке по одноставочному тарифу, с разделением на часы, использования заявленной мощности;
 - 3.3 потребителей, имеющих зонные счетчики и осуществляющие расчеты на розничном рынке по тарифу, дифференцированному по зонам суток;
 - 3.4 потребителей, в договорах купли-продажи электроснабжения которых, включено почасовое планирование и учет на розничном рынке по одноставочному тарифу;
 - 3.5 потребителей розничного рынка по двухставочным тарифам.

Описание сетевой инфраструктуры рынков электроэнергии.

Сетевые компании ориентированы на два основных вида деятельности: первое, передачу электроэнергии по соответствующим сетям; второе, за технологическое присоединение энергопринимающего оборудования потребителей электроэнергии, технологического оборудования генерирующих компаний и объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям. Как известно эти виды деятельности относятся к монопольным и подлежат регулированию государством.

Такое регулирование осуществляется, во-первых, на основе тарифной политики за услуги энергоснабжения, во-вторых, за недискриминационный доступ потребителей услуг сетевых организаций к электрическим сетям (обязательность заключения договоров со стороны сетевой организации с любым потребителем) отказ в оказании услуги строго ограничен перечнем конкретных условий.

Содержание услуги по передаче электрической энергии.

Линии электропередач, перешедшие в собственность сетевым компаниям, выступают технологической основой рынков электроэнергии, а сами компании это субъекты рынка. Законодательством федерального уровня предписано сетевым компаниям обеспечивать надежность передачи электроэнергии с поддержанием заданной частоты и напряжения.

Контрагентами услуг по передаче являются:

- потребители электроэнергии, энергосбытовые компании, ГП;
- прочие сетевые компании;
- субъекты оптового рынка, осуществляющие экспорт (импорт) электрической энергии.

Договорная основа услуг по передаче электроэнергии.

Передача электрической энергии осуществляется сетевой компанией по договору о возмездном оказании услуг по передаче электрической энергии. Такой договор является публичным и его существенные условия определяются Правительством РФ. Заключение публичных договоров обязательно для сетевой компании и потребителей ее услуг.

При этом в договор на оказание услуг по доставке электроэнергии предписано вносить следующие существенные условия:

- указание величины максимальной мощности энергопринимающих установок в каждой точке присоединения;
- объем заявленной мощности, в границах которой сетевая компания обязуется передать электроэнергию в точках присоединения, обозначенных в договоре;
- подтвердить ответственность потребителя услуг и сетевой компании за качественное обслуживание инфраструктуры электросетевого хозяйства, в границах обязательной принадлежности сетевой организации и потребителя;
- обеспечить обязательства контрагентов по оборудованию точек присоединения приборами замера электрической энергии, в соответствии с действующим законодательством РФ, а также обеспечить их работоспособность. Вместе с перечисленными пунктами в договоре фиксируются основные обязательства се-

тевой компании и потребителя услуг при реализации этого договора в соответствии с Правилами недискриминационного доступа, утвержденными постановлением Правительства РФ.

Особенности системы договоров на услуги передачи электроэнергии в субъектах РФ.

Различия по основным условиям договоров на передачу могут состоять в следующем:

1) Договоры «сетевая компания - конечный потребитель».

Договоров с конечными потребителями электроэнергии, которые называют «прямыми договорами на передачу» достаточно мало. Это объясняется следующими причинами:

- на практике большинство потребителей имеют договоры энергоснабжения с ГП или с энергосбытовыми организациями;
- при перекрестном субсидировании ГП или энергосбытовые компании оказывают сопротивление заключению прямых договоров;
- невозможности отдельного расчета за передачу и за потребление электроэнергии по причине отсутствия отдельных тарифов;
- снижение влияния энергосбытовой компании на потребителя-неплательщика при действии «прямого договора».

Договоры «сетевая организация - ГП (энергосбытовая организация)».

Особенность таких договоров в том, что они предусматривают как взаимоотношения сетевых и энергосбытовых компаний, так и дополнительные обязательства по обслуживанию мелких и средних потребителей.

Договоры типа «сетевая организация - сетевая организация».

Такой договор должен дополнительно включать перечень электросетевых объектов межсетевой координации, по которым будет производиться совместные работы по мониторингу состояния, ремонтным работам и прочим мероприятиям.

Для Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы ОАО «ФСК ЕЭС», входящей в Группу компаний «Россети», являющейся оператором Единой национальной электрической сети («ЕНЭС») России плательщиками по

договору выступают владельцы, присоединенных к ней сетевых объектов, в том числе иные владельцы ЕНЭС, самостоятельно оказывающие услуги по передаче электроэнергии. «То есть, территориальные сетевые организации обязаны оплачивать владельцам ЕНЭС, в том числе ОАО «ФСК ЕЭС», их долю услуг по передаче электрической энергии» [248].

Для территориальных сетевых организаций взаиморасчеты (направление платежа, размер платежа) по договорам «сетевая организация - сетевая организация» в значительной мере определяются принятой Федеральным образованием модели тарифа на услуги передачи электроэнергии. Как известно с 2008 года для всех потребителей в субъекте Российской Федерации, устанавливается единый (котловой) тариф по величине напряжения.

Особенности формирования тарифов на передачу электрической энергии

Система тарифов на передачу электрической энергии базируется на двух принципах:

- Первое, каскадный принцип, когда часть необходимой валовой выручки (НВВ) сетевых компаний по высокому уровню напряжения учитывается вместе с НВВ сетевых организаций по среднему уровню при расчете тарифа на среднем уровне напряжения и далее, по цепочке - до низкого уровня напряжения. В свою очередь, для потребителя услуг по передаче тариф включает затраты на оплату услуг всей «вышестоящей» сетевой инфраструктуры, с использованием которой передавалась электроэнергия для данного потребителя.

- Второе, «принцип единых («котловых») тарифов. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии для потребителей в одном регионе, на одном классе напряжения (а также в иных сопоставимых условиях) должны быть равны, вне зависимости от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены» [248].

Эти принципы определяют механизм распределения НВВ между потребителями услуг.

Метод доходности на инвестированный капитал.

Отдельным методом тарифного регулирования передачи электрической энергии выступает метод доходности на инвестированный капитал (RAB - regulated asset base), который хорошо сочетается с котловым принципом формирования тарифов. При этом RAB считается методом долгосрочного регулирования тарифов, или долгосрочного регулирования НВВ сетевых организаций. Если некоторые сетевые компании переходят на метод RAB, то при формировании суммарного НВВ сетевых организаций по уровням напряжения (перед расчетом котловых тарифов) для них берется «долгосрочное» НВВ, определяемое методом RAB.

В методе RAB НВВ, в ценах базового года, рассчитывается как сумма эксплуатационных затрат, определяемых сравнительным анализом затрат эффективных компаний в отрасли; прибыли, рассчитанной по норме доходности на инвестированный капитал для данного вида деятельности, установленного органами регулирования; размера базы капитала (RAB), приходящейся на один год. НВВ определяется на время тарифного регулирования, не менее 5 лет (на переходный период - не менее 3-х лет).

Цели и задачи регулирования тарифов по методу RAB:

1. Обеспечить частным инвесторам приемлемую норму доходности на инвестированный в распределительные сети капитал, одновременно осуществляя контроль над процессом инвестирования, путем согласования программ и величины инвестиционного капитала, на который начисляется сумма возврата вложений, и устанавливается норматив по надежности.

2. Стимулировать снижение эксплуатационных затрат, выполнение требований по надежности и удешевления инвестиционного капитала (за счет увеличения доли заемного капитала выше нормативного уровня, снижения эксплуатационных затрат ниже нормативного уровня и т.д.).

3.3. Исследование финансово-экономического механизма деятельности компании - Гарантированного поставщика

Для потребителей ГП является базовым звеном в цепи энергоснабжения. В настоящем диссертационном исследовании в качестве конкретного ГП выбрано АО «Барнаульская горэлектросеть». Текущая деятельность которого, как и других участников рынка электроэнергетики и мощности, осуществляет под управлением Акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» (Системный оператор), в функции которого входит централизованное оперативно-диспетчерское управление технологическим режимом Единой энергетической системы России на территории 81 субъекта Российской Федерации [246, 252, 253].

Организация Системного оператора представляет собой трехуровневую иерархическую структуру, в которую входят:

Исполнительный аппарат (г. Москва)

- Семь филиалов - Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ)
- Сорок девять филиалов - Региональных диспетчерских управлений (РДУ), управляющие энергосистемами одного или нескольких субъектов РФ.

Для взаимодействия Системного оператора с субъектами электроэнергетики, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами Ростехнадзора, МЧС России в регионах, энергосистемами которых управляют укрупненные региональные диспетчерские управления, созданы представительства Системного оператора в Алтайском крае и Республике Алтай, Белгородской, Брянской, Ивановской, Калужской, Кировской, Курганской, Орловской, Псковской, Тамбовской, Томской и Ульяновской областях, Республиках: Марий Эл и Мордовии, Удмуртии и Чувашии.

Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири» управляет режимами 10-ти энергосистем ОЭС Сибири, 8 из которых расположены на территории Сибирского Федерального округа, 2 – на территории Дальневосточного Федерального округа. Операционная зона ОДУ Сибири охватывает 12 субъектов Российской Федерации: республики Алтай, Бурятия,

Тыва и Хакасия; Алтайский, Забайкальский и Красноярский края; Иркутскую, Кемеровскую, Новосибирскую, Омскую и Томскую области.

Управление режимами энергосистем субъектов Российской Федерации, входящих в состав объединения, осуществляют 8 филиалов Системного оператора - Региональных диспетчерских управлений: Бурятское, Иркутское, Кемеровское, Красноярское, Новосибирское, Омское, Хакаское. При этом в операционную зону Новосибирского РДУ входят энергосистемы Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края.

Для взаимодействия Системного оператора с субъектами электроэнергетики, органами исполнительной власти, территориальными органами Ростехнадзора, МЧС России действуют его Представительства в Алтайском крае, Республике Алтай, в Томской области.

Географическая площадь операционной зоны ОДУ Сибири составляет 4944,3 тыс. кв. км., с населением более 19 млн. человек.

Электроэнергетический комплекс объединения состоит из 115-ти электростанций суммарной установленной мощностью 52 139,9 МВт (по данным на 01.01.2021). Из них на долю гидроэлектростанций приходится 25 301,8 МВт (48,5%), на долю тепловых электростанций – 26 538,0 МВт (50,9%), солнечных электростанций – 300,2 МВт (0,6%). Основная электрическая сеть ОЭС Сибири сформирована на базе линий электропередачи в габаритах класса напряжения 110, 220, 500 и 1150 кВт. Общая протяженность линий электропередачи составляет 102 614 км (по данным на 01.01.2021) [253]

По отчетным данным за 2020 год, выработка электроэнергии электростанциями операционной зоны ОДУ Сибири составила 207 014,2 млн кВт/ч, потребление электроэнергии в ОЭС Сибири составило 209 368,7 млн кВт/ч.

Основным видом деятельности Общества является оказание субъектам электроэнергетики, участникам рынков электрической энергии (мощности) услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в соответствии с утвержденными Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, Правилами недискриминационного доступа к услугам по оперативно-

диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказанию этих услуг, иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Основная цель деятельности Системного оператора - обеспечение устойчивого энергоснабжения и качества электроэнергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иных нормативных актов путем непрерывного управления производством, передачей и распределением электроэнергии.

Деятельность Системного оператора отделена от других видов административно-хозяйственной и коммерческой деятельности и находится под контролем государства. Оплата предоставляемых Системным оператором услуг осуществляется на основе тарифов регулируемых уполномоченным государственным органом.

Открытое акционерное общество «Барнаульская горэлектросеть» создано путем реорганизации арендного предприятия «Барнаульская горэлектросеть» на основании Постановления администрации Железнодорожного района г. Барнаула от 01.07.99 г. № 1717. Зарегистрировано Инспекцией МНС по Железнодорожному району г. Барнаула в Едином государственном реестре юридических лиц за номером 1022200903383 от 31 октября 2002 г. Уставный капитал Общества составляет 9 134 тыс. руб., 49% которого принадлежит Комитету по управлению муниципальной собственностью г. Барнаула.

Основным видом деятельности Общества является оптовая торговля электроэнергией.

С 1 октября 2006 г. ОАО «Барнаульская горэлектросеть» осуществляет деятельность по сбыту электрической энергии и **является гарантирующим поставщиком** с зоной деятельности в границах балансовой принадлежности электрических сетей ООО «Барнаульская сетевая компания», к которым присоединены потребители, подлежащие обслуживанию ОАО «Барнаульская горэлектросеть» по договорам энергоснабжения.

Приказом ФСТ России от 04.07.2007 № 148-э ОАО «Барнаульская горэлектросеть» включено в Федеральный информационный реестр гарантирующих поставщиков и зон их деятельности.

Решением Правления Некоммерческого партнерства «Администратор торговой системы (далее НП «АТС») от 13.08.2007 № 59 ОАО «Барнаульская горэлектросеть» присвоен статус субъекта оптового рынка под регистрационным номером: 2.3.0221.

С 1 января 2008 года ОАО «Барнаульская горэлектросеть» осуществляет покупку электрической энергии и мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

28 сентября 2007 года ОАО «Барнаульская горэлектросеть» поставлено на учет в качестве крупнейшего налогоплательщика в Межрайонной инспекции ФНС России по крупнейшим налогоплательщикам Алтайского края.

Офис Общества располагается в Железнодорожном районе г. Барнаула по адресу: г. Барнаул, ул. Дёповская, 19.

Среднесписочная численность персонала Общества за 2020 г. составила 316 чел., среднемесячная заработная плата по предприятию составила 46 891 руб.

В целом Общество обслуживает 243 474 абонентов: 6 967 юридических лиц и 236 507 домохозяйств.

Общее количество акционеров 20, из них 17 – физические лица.

Конкурентное положение на региональном рынке, Общества более привлекательно в отличие от других гарантирующих поставщиков Алтайского края, что объясняется, в частности, тарифной политикой, так сбытовая надбавка АО «Барнаульская горэлектросеть» более приемлема для потребителей по сравнению с конкурентами, другими - гарантирующими поставщиками Алтайского края, см. таблицы 3.3 , 3.4, 3.5.

Таблица 3.3 Сбытовые надбавки ГП Алтайского края на 2020 год (для потребителей "население" и приравненные к нему категории потребителей)*

N п/п	Субъекты рынка - гарантирующие поставщики в Алтайском крае	Сбытовая надбавка
		тарифная группа потребителей "население" и приравненные к нему категории потребителей, руб./кВт.ч

		1 полугодие	2 полугодие
1.	АО "Алтайкрайэнерго"	0,27968	0,40836
2.	АО "Алтайэнергосбыт"	0,37909	0,54976
3.	АО "Барнаульская горэлектросеть"	0,34340	0,35660
4.	ООО "Заринская городская электрическая сеть"	0,35911	0,67056

*Источник: (годовой отчет по итогам 2020 года Приложение 3)

Естественно, что более низкая цена на услуги энергоснабжения является существенным фактором конкурентоспособности предприятий – потребителей на рынках товаров и услуг.

Таблица 3.4. Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков Алтайского края на 2020 год (для сетевых организаций)*

N п/п	Субъекты рынка - гарантирующие поставщики в Алтайском крае	Сбытовая надбавка	
		Тарифная группа потребителей "сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии", руб./кВт.ч	
		1 полугодие	2 полугодие
1.	АО "Алтайкрайэнерго"	0,13006	0,18950
2.	АО "Алтайэнергосбыт"	0,22498	0,96538
3.	АО "Барнаульская горэлектросеть"	0,05535	0,25291
4.	АО "Заринская городская электрическая сеть"	0,22685	0,95928

*Источник: (годовой отчет по итогам 2020 года Приложение 3)

В рамках действующего законодательства конкурентами компании могут быть любые организации, являющиеся субъектами оптового рынка электрической энергии. Основной конкурент в регионе – АО «Алтайэнергосбыт».

Таблица 3.5 Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков Алтайского края на 2020 год (для прочих потребителей)

N	Субъекты рынка -	Сбытовая надбавка
---	------------------	-------------------

п/п	гарантирующие поставщики в Алтайском крае	Тарифная группа "прочие потребители", руб./кВт.ч		
		Группа потребителей	1 полугодие	2 полугодие
1.	АО "Алтайкрайэнерго"	Прочие потребители менее 670 кВт	0,37218	0,60900
		Прочие потребители от 670 кВт до 10 МВт	0,14332	0,35810
		Прочие потребители не менее 10 МВт	0,12406	0,20300
2.	АО "Алтайэнерго-сбыт"	Прочие потребители менее 670 кВт	0,52013	0,51404
		Прочие потребители от 670 кВт до 10 МВт	0,22340	0,22762
		Прочие потребители не менее 10 МВт	0,18552	0,17135
3.	АО "Барнаульская горэлектросеть"	Прочие потребители менее 670 кВт	0,35552	0,65883
		Прочие потребители от 670 кВт до 10 МВт	0,16472	0,21961
		Прочие потребители не менее 10 МВт	0,11851	0,21961
4.	ООО "Заринская городская электрическая сеть"	Прочие потребители менее 670 кВт	0,49214	0,99227
		Прочие потребители от 670 кВт до 10 МВт	0,14648	0,36810
		Прочие потребители не менее 10 МВт	0,16405	0,33076

*Источник: (годовой отчет по итогам 2020 года Приложение 3)

По состоянию на 31.12.2020 года структура потребителей АО «Барнаульская горэлектросеть» выглядит следующим образом (рис 3.5).

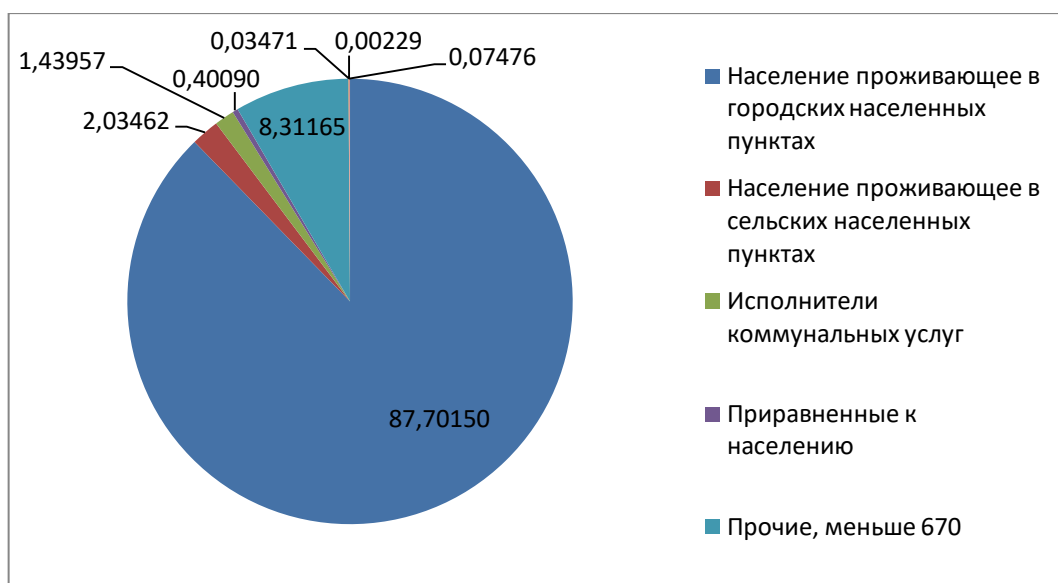


Рис. 3.5 Структура потребителей «Барнаульская горэлектросеть»

С 01 января 2008 года АО «Барнаульская горэлектросеть» работает на оптовом рынке электрической энергии и мощности как полноправный субъект оптового рынка электроэнергетики. В 2020 году объем покупки электрической энергии (мощности) составил 1 549,54 млн. кВт/ч. практически на уровне 2019 года

(1579,4 млн. кВт.ч.) Весь объем приобретен непосредственно у генерирующих компаний на ОРЭМ. Структура реализации объемов электрической энергии по основным группам потребителей, показана на рис. 3.6

В рамках действующего законодательства конкурентами компании могут быть любые организации, являющиеся субъектами оптового рынка электрической энергии. Основной конкурент в регионе – АО «Алтайэнергосбыт».

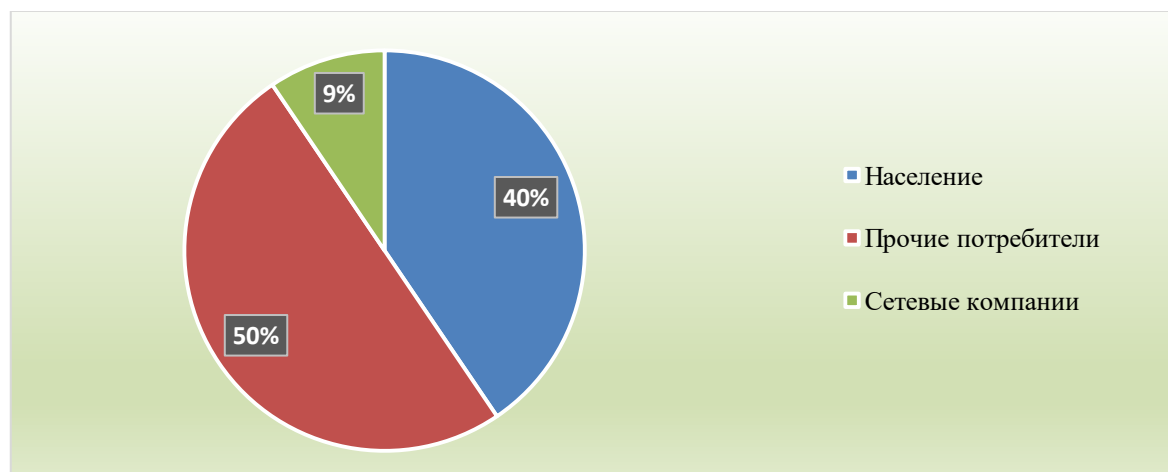


Рис. 3.6 Структура реализации объемов электрической энергии по основным группам потребителей за 2020 г. (приложение 8)

В настоящий момент АО «Барнаульская горэлектросеть» осуществляет свою деятельность через офисы обслуживания клиентов. Количество абонентов АО «Барнаульская горэлектросеть» в 2020 году составляет 243 474, в том числе: физических лиц – 236 507, юридических лиц – 6 967.

Регулирующий орган утвердил на 2020 год валовую выручку от сбыта электрической энергии (без учета стоимости покупки электроэнергии и мощности, а также услуг по передаче энергии и инфраструктурных услуг, обусловленных частью затрат связанных с покупкой на ОРЭМ) в размере 594 974,38 тыс. руб. Исходя из необходимой валовой выручки, в соответствии с Решением № 584 от 27.12.2019 Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов (опубликовано сайте www.pravo.gov.ru) определены сбытовые надбавки гарантирующего поставщика электрической энергии АО «Барнаульская горэлектросеть» на 2020 год.

Реализация электрической энергии (мощности) потребителям, категории «Прочие потребители» и сетевым компаниям производилась по предельным нерегулируемым ценам.

Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), ГП - «Барнаульская горэлектросеть» рассчитывал ежемесячно в соответствии с Правилами определения и применения ГП нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1179, в зависимости от выбранных Абонентом ценовых категорий, опубликованы на официальном сайте Общества: www.bges.ru [156].

В течение 2020 года, Абоненты АО «БГЭС» выбрали только 1, 2, 3 и 4 ценовые категории из возможных 6 ценовых категорий.

Чистые активы Общества на конец года составили 182 938 тыс. руб.

Чистая прибыль общества за 2020 год составила 108 163 тыс. руб.

Наиболее характерные показатели работы ГП АО «Барнаульская горэлектросеть» представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 Основные показатели работы АО «Барнаульская горэлектросеть» 2018-2021 гг*.

N п/п	Наименование показателя	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год*
1	Выручка от реализации услуг, работ, в тыс.руб.	5 359 809	5 601 744	5 685 225	6 119 810
2	Себестоимость				
3	Чистая прибыль	17 925	50 496	108 163	297 832
4	Объем реализации электроэнергии, в млн.кВт.ч.	1 578,8	1 579	1 550	1 581
5	Количество абонентов, в ед.	244 017	245 682	243 474	243 644
2	Доля рынка, в %	86	86	86	86

*Источник: (годовой отчет по итогам 2020 года Приложение 3)

Уставный капитал Общества составляет 9 134 430 руб. – 913 443 обыкновенные акции, номинальной стоимостью – 10 руб. Все акции, эмитированные Обще-

ством, полностью оплачены. Основным собственником предприятия является муниципалитет - 48,95%, остальные 51,05% долей принадлежат юридическим и физическим лицам. Информация о чистых активах представлена в таблице 3.7.

Годовой отчет и бухгалтерская отчетность акционерного общества «Барнаулская горэлектросеть» размещается в сети Интернет на сайте: [www, bges.ru](http://www.bges.ru).

Таблица 3.7 Динамика изменения чистых активов*

Показатели (в тыс. руб.)	2018 год	2019 год	2020 год
Стоимость чистых активов	92 689	125 268	182 938
Размер уставного капитала	9 134	9 134	9 134

*Источник: (годовой отчет по итогам 2020 года Приложение 3)

Для более полного представления о результатах постреформенного развития БГЭС, функционирующего в рыночных условиях ниже представлены: бухгалтерский баланс (таблица 3.8), оценка рентабельности и прибыли (таблица 3.9), финансовые результаты (таблица 3.10)

Как наглядно видно из рисунков 3.7 и 3.8 до 2018 года рентабельность продаж была чрезвычайно низкой, что объясняется неустойчивостью оптового и розничного рынка электроэнергии и мощности. Не было практического опыта постреформенного функционирования ОРЭМ. К тому же реформы РАО ЕЭС значительно усложнили организацию процесса энергоснабжения, появились новые участники рынка и новые статьи затрат энергетических компаний, требующих повышения цен и энерготарифов. Политика последовательного повышения тарифов привела к резкому росту выручки в 2018 -2020 годы (см. табл. 3.9 и 3.10), при этом достаточно слабо рос объем собственного капитала.

Таблица 3.8 Интегрированный баланс АО «Барнаульская Горэлектросеть» за 2011-2020 годы

Наименование показателя	Код	31.12.20	31.12.19	31.12.18	31.12.17	31.12.16	31.12.15	31.12.14	31.12.13	31.12.12	31.12.11
АКТИВ											
I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ											
Итого по разделу I	1100	62 768	582 213	34 741	33 403	32 713	33 559	36 931	44 726	49 150	54 141
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ											
Итого по разделу II	1200	937 121	557 416	1 154 057	1 147 245	1 122 671	936 847	855 511	687 802	636 949	305 929
БАЛАНС	1600	999 889	1 139 629	1 188 798	1 180 648	1 155 384	970 406	892 442	732 528	686 099	360 070
ПАССИВ											
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ											
Итого по разделу III	1300	182 938	125 268	92 689	88 215	86 789	86 417	86 444	85 581	84 870	84 010
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА											
Итого по разделу IV	1400	5 393	1 151	290	476	0	0	0	0	0	0
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА											
Итого по разделу V	1500	811 558	1 013 210	1 095 819	1 091 957	1 068 595	883 989	805 998	646 947	601 229	276 060
БАЛАНС	1700	999 889	1 139 629	1 188 798	1 180 648	1 155 384	970 406	892 442	732 528	686 099	360 070

Таблица 3.9 Оценка рентабельности и прибыли до налогообложения АО «Барнаульская Горэлектросеть» за 2012 -2020 гг.

Финансовый показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЕВИТ	50 951	26 876	36 373	38 104	28 050	37 014	53 025	115 430	197 270
Рентабельность продаж (прибыли от продаж в каждом рубле выручки)%	0.50	0.50	0.70	1.30	0.90	1.0	1.60	3.10	5.50
Рентабельность собственного капитала (ROE) %	120	130	140	140	140	150	200	460	700
Рентабельность активов (ROA) %	20	1.50	1.40	1.30	1.10	1.20	1.50	4.30	10.10

Таблица 3.10 Финансовые результаты в динамике АО «Барнаульская Горэлектросеть» за 2011-2020 гг.

Наименование показателя	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Выручка	3 606 519	3 654 048	4 112 001	4 394 430	4 661 572	5 067 299	5 074 292	5 359 809	5 601 744	5 685 225
Себестоимость продаж	(3 543 949)	(3 637 601)	(4 090 604)	(4 361 899)	(4 602 790)	(5 023 006)	(5 025 808)	(5 272 544)	(5 430 651)	(5 372 036)
Валовая прибыль (убыток)	62 570	16 447	21 397	32 531	58 782	44 293	48 484	87 265	171 093	313 189
Прибыль (убыток) от продаж	62 570	16 447	21 397	32 531	58 782	44 293	48 484	87 265	171 093	313 189
Проценты к получению	22 534	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прочие доходы	28 365	59 313	75 890	115 595	95 688	96 051	130 667	151 089	231 434	243 812
Прочие расходы	(33 866)	(24 809)	(70 411)	(111 753)	(116 366)	(112 294)	(142 137)	(185 329)	(287 097)	(359 731)
Прибыль (убыток) до налогообложения	79 603	50 951	26 876	36 373	38 104	28 050	37 014	53 025	115 430	197 270
Налог на прибыль	(70 155)	(40 985)	(15 877)	(24 598)	(26 366)	(16 098)	(21 905)	(35 046)	(64 885)	(89 058)
текущий налог на прибыль (до 2020 г. это стр. 2410)	(70 155)	(40 985)*	(15 877)*	(24 598)*	(26 366)*	(16 098)*	(21 905)*	(35 234)	(65 830)	(84 276)
отложенный налог на прибыль	0	0	0	0	0	0	0	188	945	(4 782)
Изменение отложенных налоговых обязательств	0	0	0	0	(6)	173	(643)	0	0	0
Изменение отложенных налоговых активов	0	0	0	0	12	(2)	74	0	0	0
Прочее	(48)	237	(93)	0	3	(12)	(1 076)	(54)	(49)	(49)
Чистая прибыль (убыток)	9 400	10 203	10 906	11 775	11 747	12 111	13 464	17 925	50 496	108 163
Совокупный финансовый результат периода	9 400	10 203	10 906	11 775	11 747	12 111	13 464	17 925	50 496	108 163

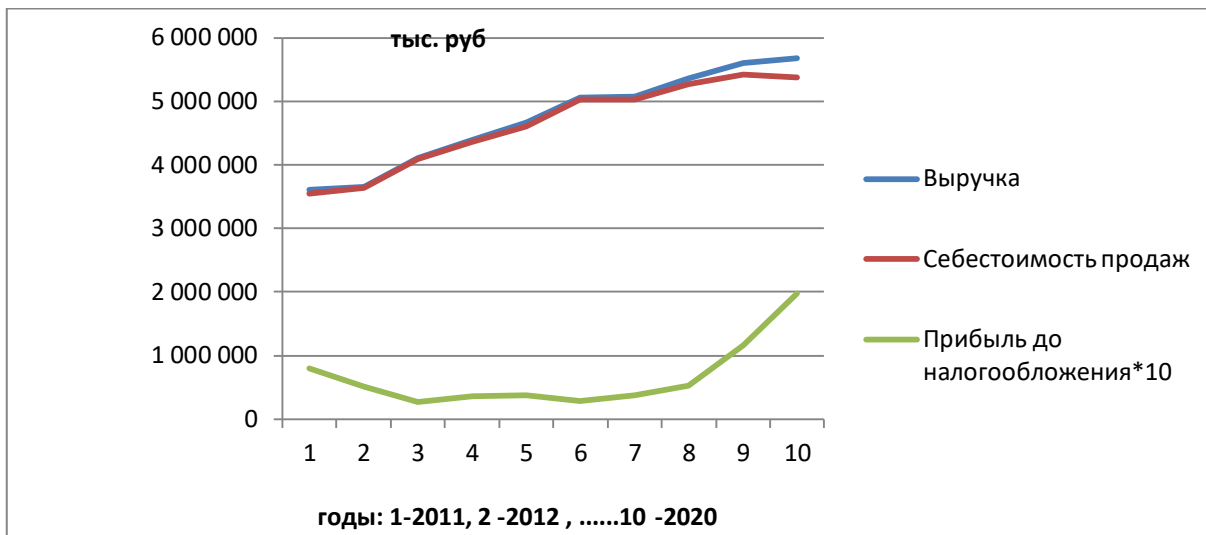


Рис.3.7 Динамика выручки и прибыли ОА «Барнаульская Горэлектросеть»

Динамика развития ГП АО «Барнаульская горэлектросеть»

Важнейшую роль в организации поставок электроэнергии играют сетевые компании, которые отвечают за передачу электроэнергии от поставщиков потребителям. В нашем регионе одной из основных сетевых компаний, с которой взаимодействует ГП АО «Барнаульская горэлектросеть» является ООО «Барнаульская сетевая компания» (БСК) - территориальная сетевая компания, осуществляющая свою деятельность в границах муниципального образования города Барнаула.

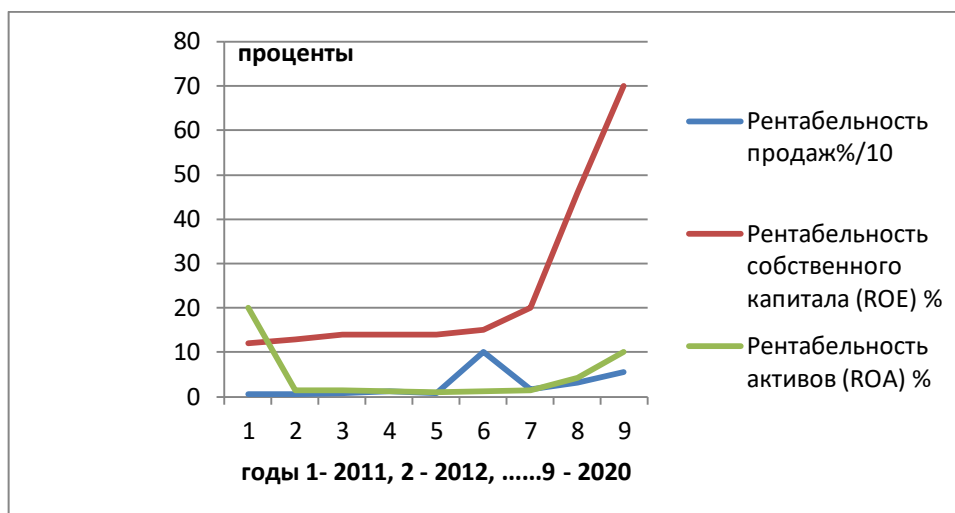


Рис.3.8 Динамика рентабельности ОА «Барнаульская Горэлектросеть»

В таблице 3.11 представлена детальная структура себестоимости.

Таблица 3.11 Структура себестоимости ОА «Барнаульская Горэлектросеть»

Наименование показателя	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год*
Выручка от реализации услуг, работ, в тыс.руб.	5 359 809	5 601 744	5 685 225	6 119 810

Доля рынка, в %	86	86	86	86
Себестоимость	5 272 544	5 430 651	5 372 036	5 675 858
Прямые (переменные) издержки	5 174 666	5 315 378	5 195 178	5 488 555
Косвенные, накладные (постоянные)	97 878	115 273	176 858	187 303
Структура затрат укрупненно	5 272 544	5 430 651	5 372 036	5 675 858
Услуги по передаче электроэнергии	2 616 421	2 593 864	2 487 078	2 645 054
Электрическая энергия	2 419 046	2 559 960	2 497 262	2 645 022
Заработная плата и отчисления	118 123	145 635	231 993	252 349
Прочие услуги	20 068	15 285	15 816	30 388
Амортизационные отчисления	6 888	17 489	29 531	28 743
Сопровождение лицевых счетов	54 548	53 345	50 811	19 295
Информационные услуги /в том числе реклама	15 569	16 601	21 774	17 199
Материальные расходы	5 165	10 853	16 916	14 898
Аренда	8 437	9 314	9 502	11 867
Инфраструктурные услуги ОРЭМ	4 498	4 591	7 489	7 017
Услуги связи	1 347	1 274	1 470	1 552
Командировочные расходы	1 377	1 326	1 123	1 126
Коммунальные услуги	890	934	938	975
Страхование	103	91	168	204
Налоги, сборы	64	90	165	169
Валовая прибыль	87 265	171 093	313 189	443 952
Чистая прибыль	17 925	50 496	108 163	372 685
Объем реализации электроэнергии, в млн.кВт.ч.	1 579	1 579	1 550	1 581

БСК, основана 6 июля 2005 года. В 2006 году произошла реорганизация ОАО «Барнаульская горэлектросеть». Весь производственно-технический персонал, занятый эксплуатацией муниципальных электрических объектов и сетей, был переведен в БСК.

Характеристика БСК по состоянию на 31.12.2020:

- Общая протяженность электрических сетей – 3 205,97 км.
- Количество трансформаторных подстанций – 1 186 шт.
- Количество распределительных пунктов – 57 шт.
- Количество понизительных подстанций – 5 шт.

Некоторые операционные результаты за три года деятельности представлены в таблице 3.12. К сожалению, к 2020 году наметился некоторый спад в работе

БСК, что можно объяснить и форс-мажорными обстоятельствами, связанными с пандемией. Хотя в целом, снижение в энергопередаче не превышает двух процентов.

Таблица 3.12 Объемы оказанных услуг по передаче электроэнергии в 2018-2020 годах, тыс.кВт*ч

N п/п	Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	Отклонение 2020/2019	
					тыс. кВт*ч	%
1	Отпуск электроэнергии в сеть	1 611 800	1 612 249	1 593 945	-18 304	-1,14
2	Полезный отпуск электроэнергии	1 462 207	1 463 376	1 446 187	-17 189	-1,17
3	Потери электроэнергии	149 593	148 873	147 758	-1 115	-0,75

В 2020 году объем поступления электрической энергии в сети ООО «Барнаулская сетевая компания» составил 1594 млн. кВт*ч, что ниже показателей 2019 года на 18 млн. кВт*ч (-1,14%). По сравнению с 2019 годом полезный отпуск электроэнергии в 2020 году снизился на 17,19 млн. кВт*ч (-1,17%). За период с 2018 по 2020 год объем услуг по передаче электроэнергии снизился на 16,02 млн. кВт*ч (-1,1%).

Информация о динамике потерь электроэнергии в сетях представлена в таблице 3.13. В 2020 году фактические потери в электросетях Общества составили 147 758 тыс. кВт/ч (9,27%) при нормативе 153 670 тыс. кВт/ч (9,28%). По сравнению с 2019 годом потери увеличились на 0,04%.

Таблица 3.13 Динамика величины потерь электроэнергии в процентах

Потери электроэнергии	2018	2019	2020	Отклонение 2020/2019
		9,28	9,23	9,27

Как известно развитие экономики сопровождается увеличением новых потребителей, что требует технологических их присоединения к электрическим сетям. Такие присоединения находятся полностью под контролем государства:

– порядок и сроки подключения установлены Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической

энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 24.12.2014 № 861;

– размер платы за подключение утверждается регулирующим органом исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

Реализации технологического присоединения социально-значимых крупных, инфраструктурных заявителей

ООО «БСК», выполняя обязательства по своевременному технологическому присоединению к сетям крупных промышленных, жилых и социальных объектов, объектов малого и среднего бизнеса, вносит весомый вклад в обеспечение социально-экономической стабильности в городе Барнауле, способствует созданию новых рабочих мест, реализации эффективной жилищной политики.

В 2019 году БСК подключило к электрическим сетям ряд важных социально- значимых объектов:

- здание хирургического корпуса КГБУЗ "Краевая клиническая больница скорой медицинской помощи", пр-кт Комсомольский, 73;
- комплекс зданий КГБУЗ "городская больница №5, г. Барнаул" (в т.ч. компьютерный томограф), Змеиногорский тракт, 75;
- детский сад №278, ул. Сергея Ускова, 39;
- КГБУЗ "Алтайский краевой клинический центр охраны материнства и детства", ул Гущина, 179;
- детский сада-ясли в квартале 2006а, г. Барнаула, ул. Сергея Ускова, 29.

Общая картина с исполнением заявок в натуральном измерении (шт) на технологическое подключение представлено в таблице 3.14, а по параметру «мощность» в таблице 3.15

Таблица 3.14 Динамика исполнения количества заявок на технологическое присоединение в 2018-2020 годах, шт.

N п/п	Показатель	2018	2019	2020	Отклонение 2020/2019	
					абс.	%
1	Количество поданных заявок	810	971	969	-2	-0,21
2	Количество заключенных договоров	719	739	659	-80	-10,83
3	Количество исполненных договоров	637	652	543	-109	-16,72

Тарифная политика

ООО «БСК» осуществляет деятельность по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электрическим сетям, регулируемая государством, а также оказывает иные нерегулируемые виды деятельности – дополнительные услуги. Регулирование деятельности по передаче электроэнергии и технологическому присоединению осуществляется посредством установления соответствующих тарифов (платы) органами исполнительной власти в области государственного регулирования цен (тарифов).

Таблица 3.15 Динамика исполнения заявок на технологическое присоединение по параметру «мощность» в 2018-2020 годах, МВт

N п/п	Показатель	2018	2019	2020	Отклонение 2020/2019	
					абс.	%
1	Заявленная мощность	84,32	133,55	109,90	-23,65	-17,71
2	Максимальная мощность по заключенным договорам	62,60	77,65	44,11	-33,54	-43,19
3	Подключенная мощность	43,19	41,38	46,48	5,10	12,33

Динамика единых котловых тарифов на услуги по передаче электрической энергии в 2018 - 2020 годах представлена в таблице 3.16.

Таблица 3.16 Котловые тарифы руб/кВтч без учета НДС

N п/п	Уровень напряжения	2018		2019		2020		Отклонение 2020/2018, %
		1 п/годие	2 п/годие	1 п/годие	2 п/годие	1 п/годие	2 п/годие	
1	ВН	0,853	0,853	0,853	0,878	0,878	0,904	5,93
2	СН1	1,490	1,490	1,490	1,533	1,533	1,577	5,88
3	СН2	1,725	1,725	1,725	1,770	1,770	1,821	5,57

4	НН	2,692	2,692	2,692	2,744	2,744	2,824	4,90
5	Население (газ.плиты)	2,182	2,272	2,132	2,110	1,548	1,620	-28,69
6	Население (село)	1,466	1,367	1,306	1,316	1,548	1,620	18,51
7	Население (эл.плиты)	1,566	1,608	1,524	1,477	1,548	1,620	0,75

Финансовые результаты

Финансовые результаты деятельности БСК за три предшествующих года представлены в таблице 3.17. Краткий анализ таблицы показывает, что наибольшую долю в выручке от реализации (95%) составляет выручка от оказания услуг по передаче электрической энергии в размере 2 537,9 млн. руб., что на 90,5 млн. (3,44%) руб. ниже уровня 2019 года. Себестоимость услуг по передаче электрической энергии, наибольшую долю которой составляют услуги смежных сетевых компаний (ПАО «МРСК Сибири «филиал Алтайэнерго») снизилась на 18,64 млн. (0,74%).

Выручка от оказания услуг по технологическому присоединению по итогам 2020 года составила 75,89 млн. руб. (2,83%), что на 7,08 млн. руб. (10,28%) выше аналогичного показателя в 2019 году.

Затраты на производство и реализацию продукции в 2020 году сложились в размере 2 584,98 млн. руб., что ниже уровня 2019 года на 58,23 млн. руб. (2,2%) , в том числе по основной деятельности – 2 512,31 млн. руб., что составляет 97,19% в общей структуре затрат.

Таблица 3.17 Основные показатели финансово-экономической деятельности, млн. руб.

N п/п	Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	Отклонение 2020/2019	
					абс.	%
1	Выручка от реализации	2 904,5	2 826,9	2 678	-227	-5,28
2	Себестоимость реализованной продукции	2 767,4	2 643,2	2 585	-182	-2,20
3	Прибыль от реализации	137,1	183,7	93	-44	- 49,55
4	Сальдо прочих доходов и расходов	-109,9	-119,7	-70	40	- 41,87

5	Прибыль до налогообложения	29,6	64,0	33	3	- 48,68
6	Налог на прибыль	1,3	16,8	27	25	59,68
7	Чистая прибыль	23,5	47,3	6	-18	- 87,91

По итогам 2020 года чистая прибыль компании составила 5,71 млн. руб., в том числе убыток от оказания услуг по передаче электрической энергии составил 36,08 млн. руб., прибыль от технологического присоединения 53,75 млн. руб., убыток от сторонних работ и услуг 11,96 млн. руб.

Для целей анализа динамики влияния тарифов электроэнергии на экономику потребителей в звене «Гарантирующий поставщик» - потребитель электроэнергии были использованы средние цены за 14 лет поставок. Данные для расчета средних цен были взяты из первичных документов АО «БГЭС» и сведены в общую таблицу см. приложение 9 и приложение 10. На основании этих данных были рассчитаны средние цены и сведены в таблицу 3.18. По данным таблицы 3.18 виден поступательный рост цен на электроэнергию в течение всего периода наблюдения. Особенно контрастно это видно из рис. 3.9. В целом за период наблюдения цены выросли по всем категориям нерегулируемых цен в 2.44 раза, по ООО «Росводоканал Барнаул» в 1,7 раза.

Естественно такая динамика цен достаточно тяжела для экономики потребителя, поскольку достаточно большие объемы потребления электроэнергии выливаются в значительные производственные издержки и отражаются на ценах продукции или услуг потребителя, о чем более подробно будет сказано в следующих разделах настоящей диссертации.

Таблица 3.18 Средние цены поставок электроэнергии
АО «БГЭС» Цена, руб/кВт·ч без НДС*

Годы наблюдения	Средняя не регулируемая цена по всем категориям	Средняя не регулируемая цена для ООО "Росводоканал»
2007	1,80	1,80
2008	2,02	2,02
2009	2,15	2,15
2010	2,52	2,52
2011	2,90	2,46

2012	2,87	2,48
2013	3,11	2,50
2014	3,36	2,52
2015	3,60	2,61
2016	3,99	2,72
2017	3,87	2,77
2018	3,67	2,74
2019	3,90	2,93
2020	4,39	3,06

*Сформирована автором по фактическим данным АО «БГЭС»

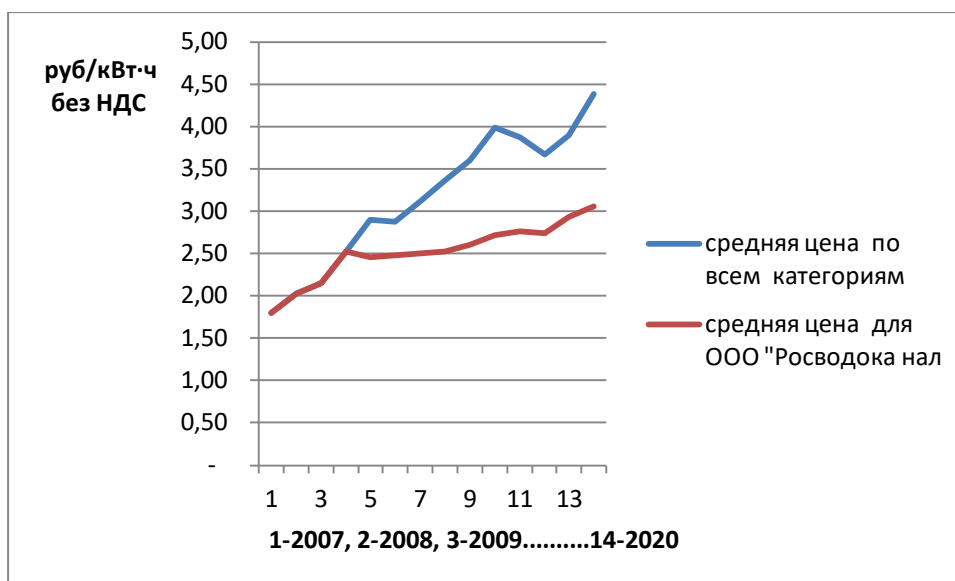


Рис. 3.9 Динамика средних цен на электроэнергию ГП АО «БГЭС»

Следует указать, что механизм ценообразования в электроэнергетике в настоящее время чрезвычайно сложен и громоздок: многочисленные участники, генерирующие компании, оптовый рынок, администратор торговой сети, гарантирующие поставщики и т.д. Как таковых непосредственных рыночных отношений нет, сделки купли продажи осуществляются через посредников, которые определяют, сколько и кому платить. Поэтому приходится изучать все этапы поставки электроэнергии и всех участников цепочки.

3.4. Анализ финансово-экономического состояния генерирующих компаний и потребителей в цепочке снабжения электроэнергией и мощностью

Исследование вопросов снабжения электроэнергией потребителей по всей организационно-технологической цепочке в рамках оптового и розничного рынков на основе существующих правил и институтов является насущной задачей оптимизации взаимодействия предприятий электроэнергетики и экономики. Именно в этой цепочке кроются механизмы перманентного повышения цен на энергоуслуги, обусловленные псевдорыночными принципами организации ее деятельности. Большое число искусственно созданных предприятий, некоммерческих партнерств, акционерных обществ с многоступенчатым вхождением в различные холдинги, делают практически необозримой всю систему постреформенной электроэнергетики. Обратимся к сайтам компаний [247, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255], по нашему мнению, более запутанной организации электроэнергетической отрасли нет ни в одной стране мира.

Красноярская ГЭС один из основных производителей электроэнергии в СФО с высокоэффективной и экономичной генерацией в стране. Среднегодовая выработка ГЭС составляет 18,4 млрд кВт·ч. В общей структуре доля электроэнергии Красноярской ГЭС составляет до 2,8 %, при этом доля в объеме выработки гидрогенерации достигает 13,5 %. Полное наименование: АО «КРАСНОЯРСКАЯ ГЭС». ИНН: 2446000322

Вид деятельности (по ОКВЭД): 35.11.2 - Производство электроэнергии гидроэлектростанциями, в том числе деятельность по обеспечению работоспособности электростанций.

Форма собственности: частная собственность, организационно-правовая форма - Акционерные общества.

Выручка за 2020 год: 4 327 млн. руб. (+0% за год) - 7 место среди 30 предприятий в отрасли Активы на 31 декабря 2020: 26 222 млн. руб. (-2.9% за год) - 6 место.

Чистые активы на 31 декабря 2020: 22 456 млн. руб. (-4.3% за год)

Чистая прибыль за 2020 год: 2 377 млн. руб. (-29.8% за год)

Среднесписочная численность работников по данным ФНС за 2020 год: **418** чел [256].

Красноярская ГЭС является первой гидроэлектростанцией на Енисее. Установленная мощность ее 12-ти гидроагрегатов составляет 6 млн кВт, по этому показателю Красноярская ГЭС входит в десятку крупнейших гидроэлектростанций мира и занимает второе место в РФ.

Комплекс сооружений ГЭС состоит из «гравитационной» бетонной плотины протяженностью 1065 м. и высотой 124 м., левобережной глухой плотины, длиной 187,5 м, водосливной плотины (225 м), русловой глухой плотины (60 м), станционной плотины (360 м) и правобережной глухой плотины (232,5 м). К комплексу так же относится приплотинное здание; установки приема и распределения электроэнергии мощностью 220 кВ и 500 кВ; судоподъемник с подходным каналом в нижнем бьефе.

Всего при строительстве тела плотины было уложено 5,7 млн куб. м бетона. Высота верхнего бьефа составляет 243 м над уровнем моря, нижнего от 141,7 до 152,5 м. Максимальная пропускная способность водосброса при паводке составляет 14 тыс. куб. м в сек., суммарная максимальная пропускная способность гидроузла – 20 600 куб. м в сек.

В здании ГЭС установлено 12 радиально-осевых гидроагрегатов мощностью по 500 МВт, работающих при расчетном напоре 93 м. Гидротурбины расположены на отметке $139,5 \pm 1$ м ниже уровня моря, имеют наружный диаметр рабочего колеса 8,65 м и массу 240 т каждая.

Водохранилищем Красноярской ГЭС затоплялись земли общей площадью 175,9 тыс. га. В зону затопления попадало 132 населенных пункта Емельяновского, Даурского, Новоселовского, Краснотуранского и Минусинского районов Красноярского края, а также Богградского, Усть-Абаканского районов Хакасии. В ходе строительства было переселено более 60 тыс. человек и перенесено более 13500 строений. Максимальный объем водохранилища составляет 73,3 куб. км, длина водохранилища по судовому ходу – 334 км. Контрольный пакет акций Красноярской ГЭС принадлежит крупнейшей российской частной энергетической компании ОАО «ЕвроСибЭнерго», которая входит в En+Group.

В 1995 году износ гидроагрегатов ГЭС составлял 50%. После реконструкции установленный срок эксплуатации каждой машины с высокой вероятностью может превышать 40 лет.

Характеристические показатели и результаты финансовой деятельности представлены в табл. 3.19. Оценка прибыли и рентабельности Красноярской ГЭС за период анализа представлены в табл. 3. 20. Динамика прибыли и рентабельности, соответственно, показана на рис. 3.10 и 3.11.

Таблица 3.19 Финансовые результаты в динамике за 10 лет деятельности Красноярской ГЭС

Наименование показателя	Код	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Выручка	2110	13 967 441	12 533 837	15 559 967	19 350 683	18 597 022	4 931 603	4 834 410	4 369 341	4 326 056	4 327 519
Себестоимость продаж	2120	(9 992 061)	(10561814)	(11725634)	(12253271)	(7 536 439)	(1 485 534)	(1 486 107)	(1 555 972)	(1564 480)*	(1 659 075)
Валовая прибыль (убыток)	2100	3 975 380	1 972 023	3 834 333	7 097 412	11 060 583	3 446 069	3 348 303	2 813 369	2 761 576	2 668 444
Управленческие расходы	2220	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(246 271)	(258 853)	(233 814)	(278 268)	(236 643)
Прибыль (убыток) от продаж	2200	3 975 380	1 972 023	3 834 333	7 097 412	11 060 583	3 199 798	3 089 450	2 579 555	2 483 308	2 431 801
Доходы от участия в других организациях	2310	94 345	98 937	105 698	23 713	50 627	133 727	84 210	88 545	80 689	106 266
Проценты к получению	2320	525 460	592 251	720 244	1 049 932	2 288 032	3 446 829	2 672 052	2 432 939	1 753 608	643
Проценты к уплате	2330	(0)	(31 657)	(15 746)	(132 723)	(452 715)	(632 613)	(89 611)	(25 270)	22 305	(5 709)
Прочие доходы	2340	473 509	401 310	495 991	2 240 793	4 820 770	524 663	626 580*	382 000	426 661	791 383
Прочие расходы	2350	(968 353)	(1 147 452)	(1 160 325)	(3 258 700)	(5 023 071)	(633 368)	(1 974 137)	(1 192 378)	(463 357)*	(412 052)
Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	4 100 341	1 885 412	3 980 195	7 020 427	12 744 226	6 039 036	4 408 544	4 265 391	4 303 214	2 912 332
Налог на прибыль	2410	(841 695)	(433 816)	(824 104)	(1 563 128)	(2 443 450)	(1 099 121)	(952 472)	(969 415)	(915 536)	(573 078)
текущий налог на прибыль (до 2020 г. это стр. 2410)	2411	(841 695)	(433 816)*	(824 104)*	(1 563 128)*	(2 443 450)*	(1 099 121)*	(952 472)*	(891 553)	(817 708)	(454 121)
отложенный налог на прибыль	2412	0	0	0	0	0	0	0	(77 862)	(97 828)	(118 957)
Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(56 393)	(54 820)	(137 478)	(63 435)	(124 069)	(71 022)	(100 939)	0	0	0
Изменение отложенных налоговых активов	2450	2 692	73	35	6 376	4 478	(20 497)	29 528	0	0	0
Прочее	2460	(2 829)	(209)	49 600	(32)	61 790	(5 052)	4 345	17 497	1 484*	38 664
Чистая прибыль (убыток)	2400	3 202 116	1 396 640	3 068 248	5 400 208	10 242 975	4 843 344	3 389 006	3 313 473	3 389 162	2 377 918
Совокупный финансовый результат периода	2500	4 816 177	1 571 350	3 173 350	6 244 384	10 351 665	5 342 525	3 717 481	3 313 473	3 660 083	2 406 621

Таблица 3. 20 Прибыль и рентабельность Красноярской ГЭС за период анализа

Финансовый показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЕВИТ тыс. руб.	1 917 069	3 995 941	7 153 150	13 196 941	6 671 649	4 498 155	4 290 661	4 280 909	2 918 041
Рентабельность продаж (прибыли от продаж в каждом рубле выручки) %	15.7	24.6	36.7	59.5	64.9	63.9	59	57.4	56.2
Рентабельность собственного капитала (ROE)%	5	11	16	25	10	6	6	9	10
Рентабельность активов (ROA)%	5	10.4	15.2	22.3	9.1	6.1	8.2	15.2	8.9

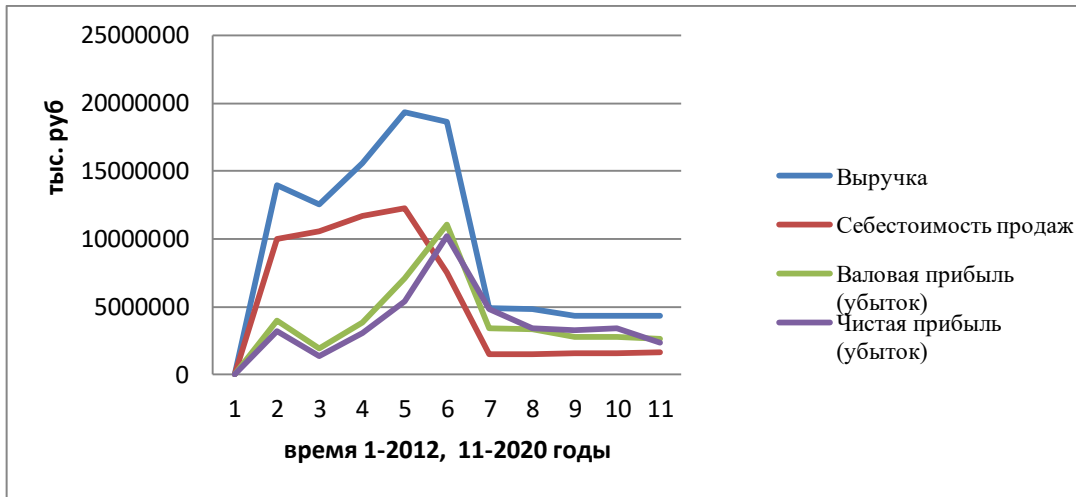


Рис. 3.10 Динамика прибыли за 10 лет

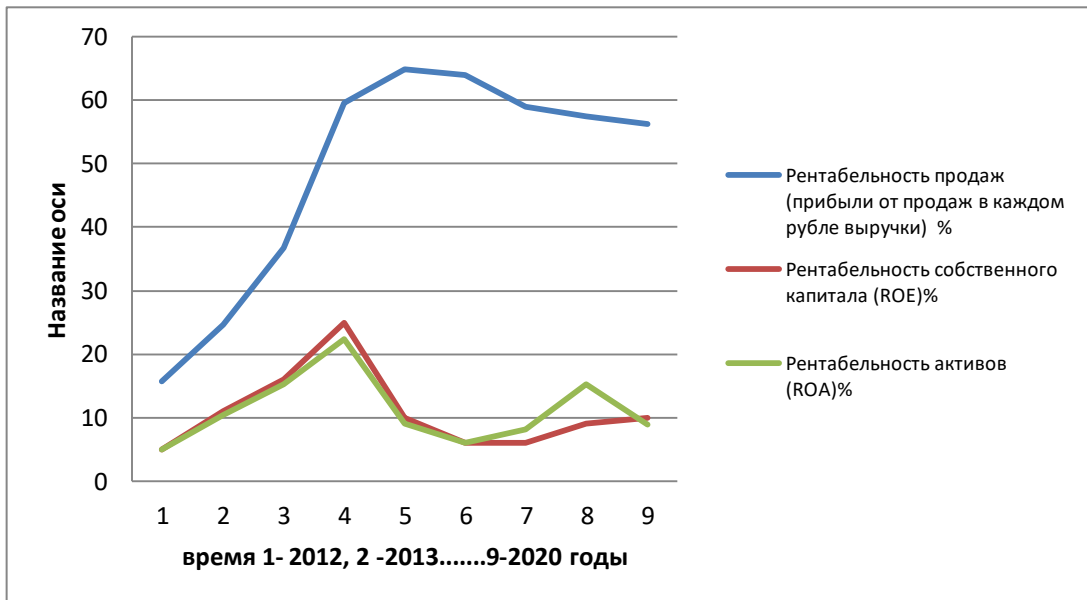


Рис. 3.11 Динамика рентабельности за 10 лет

Следующие генерирующие компании, с которыми сотрудничает Гарантирующий поставщик - ОА «Барнаульская Горэлектросеть», являются Барнаульские ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3, входящие в Сибирскую генерирующую компанию. В целом они выработали 54,5% от общего объема электроэнергии, произведенной в январе в Алтайском крае и Республике Алтай. Такие данные опубликованы за январь. В абсолютных цифрах это 461,9 млн. кВт-ч.

Потребление электроэнергии в регионе составило 1075,8 млн кВт-ч. Таким образом, станции СГК в Барнауле обеспечили почти 43% от этого объема.

Большая доля выработки пришлась на ТЭЦ-3. Станция произвела 305,3 млн кВт-ч электроэнергии, что на 5,2% больше, чем в январе 2016 года. Максимальная электрическая нагрузка зафиксирована в начале января. ТЭЦ-2 в первый месяц года произвела 156,6 кВт-ч ресурса. Пик нагрузки на предприятии пришелся на середину января.

Учредителем АО "БАРНАУЛЬСКАЯ ТЭЦ-3" является Общество с ограниченной ответственностью "Сибирская генерирующая компания"

Организационно-правовая форма: Непубличные акционерные общества

Уставный капитал 706,76 млн руб.

По данным ФНС за 2020 год среднесписочная численность работников ТЭЦ – 3 составляет 563 человека.

Характеристика динамики финансовых результатов (прибылей и убытков) ТЭЦ 3 представлены в табл. 3. 21, а данные о годовой рентабельности за период с 2011 по 2020 гг. – в табл. 3.22.

Как видно из таблиц в период с 2011 до 2016 гг. предприятие испытывало финансовые трудности, о чем свидетельствуют убытки и отрицательная рентабельность. Однако, начиная с 2017 г. положение ТЭЦ -3 улучшилось, работать стали с прибылью.

Таблица 3. 21 Характеристика динамики финансовых результатах (прибылей и убытков) ТЭЦ 3

Наименование показателя	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Выручка	0	102 080	3 137 630	3 504 060	824 803	1 188 000	1 590 000	1 962 885	1 715 575
Себестоимость продаж	(0)	(117 715)	(3 547 282)	(3 863 785)	(1 146 180)	(1 236 000)	(1 307 000)	(1 590 514)	(1 592 156)
Валовая прибыль (убыток)	0	(15 635)	(409 652)	(359 725)	(321 377)	(48 000)	283 000	372 371	123 419
Коммерческие расходы	(0)	(2 586)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Прибыль (убыток) от продаж	0	(18 221)	(409 652)	(359 725)	(321 377)	(48 000)	283 000	372 371	123 419
Проценты к получению	0	3 533	3 125	2 346	93	0	6 000	5 724	53
Проценты к уплате	(0)	(23)	(23 999)	(118 032)	(48 653)	(5 000)	(0)	(12 836)	(63 700)
Прочие доходы	0	9 602	2 794	22 020	17 439	23 000	120 000	161 549	144 515
Прочие расходы	(0)	(17 242)	(117 347)	(154 298)	(343 961)	(20 000)	(14 000)	(15 143)	(16 809)
Прибыль (убыток) до налогообложения	0	(22 351)	(545 079)	(607 689)	(696 459)	(50 000)	395 000	511 665	187 478
Налог на прибыль	0	0	0	0	0	0	(33 000)	(77 382)	(13 023)
текущий налог на прибыль (до 2020 г. это стр. 2410)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(33 000)*	(37 403)	(4 803)
отложенный налог на прибыль	0	0	0	0	0	0	0	(39 979)	(8 220)
Изменение отложенных налоговых обязательств	0	(11 095)	3 502	4 643	(5 353)	(4 000)	3 000	0	0
Изменение отложенных налоговых активов	0	15 268	100 567	106 472	139 091	3 000	(41 000)	0	0
Прочее	0	(1)	(179)	6 017	1 351	0	(13 000)	628	1 513
Чистая прибыль (убыток)	0	(18 179)	(441 189)	(490 557)	(561 370)	(51 000)	311 000	434 911	175 968
Совокупный финансовый результат периода	0	(18 179)	(441 189)	(490 557)	(561 370)	(51 000)	311 000	434 911	175 968

Таблица 3. 22 Прибыль и рентабельность ТЭЦ 3 за период анализа

Финансовый показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ЕВИТ	-22 328	-521 080	-489 657	-647 806	-45 000	395 000	524 501	251 178
Рентабельность продаж (%)	-17.8	-13.1	-10.3	-39%	-4	17.8	19	7.2
Рентабельность собственного капитала (ROE)%	-4	-56	-150	-965	-5385	238	160	51
Рентабельность активов (ROA)%	-3.1	-28.2	-23.4	17.8	-6.9	19.4	17.8	5.5

Описание звеньев - потребители электроэнергии и мощности в цепи поставок Гарантирующего поставщика.

В качестве потребителей электроэнергии в данном диссертационном исследовании взяты: 1) АО «Холдинговая компания «Барнаульский станкостроительный завод» (АО БСЗ) и 2) компания ООО «Росводоканал Барнаул». Логика выбора этих компаний для целей исследования обусловлена выбором объекта исследования в данной диссертации – системы: «генерации, оптового рынка, гарантирующего поставщика, сетевой компании и потребителей». Кроме того, у генерирующего поставщика - АО «Барнаульская Горэлектросеть» имеются договора поставок электроэнергии и мощности, как с генерирующими компаниями, так и с первым и вторым потребителем, о которых было сказано выше.

АО БСЗ – одно из крупнейших предприятий Алтайского края, на 2020 год это:

- 13 предприятий – «бизнес-центров»;
- 2000 высококвалифицированных специалистов и рабочих;
- 380 тыс. кв. м. территорий;
- 85 производственных помещений;
- поставки продукции в 30 стран мира и 50 регионов России;
- подтвержденное сертификациями качество продукции;
- 160 наименований спортивно-охотничьих и боевых патронов;
- 140 модификаций грузоподъемного оборудования;
- полный цикл производства теплообменников;
- 60 лет опыта изготовления промышленных цепей;
- крупнейшее на Алтае производство инструмента, оснастки и нестандартного оборудования [253].

Отрасль: 70.10.2 Деятельность по управлению холдинг-компаниями)

«Организационно-правовая форма: 12267 - Непубличные акционерные общества

Выручка за 2020 год: 182 млн. руб. (+5.8% за год) - 86 место среди 561 предприятия в отрасли

Активы на 31 декабря 2020: 254 млн. руб. (-37.4% за год) - 263 место

Чистые активы на 31 декабря 2020: 227 млн. руб. (-9.5% за год) Чистая прибыль за 2020 год: 47,2 млн. руб. (-34.7% за год) [253].

В 90-е годы шли процессы приватизации, одновременно осуществлялся процесс конверсии производства, изыскивались пути и возможности организации производства новых изделий. Завод стал производить оборудование, средства и приборы для агропромышленного комплекса страны и края: стерилизаторы мяса, измельчители фарша, пресс для производства кирпича и многое другое.

С октября 1990-го года называется Производственное объединение «Барнаулский станкостроительный завод». На базе завода открывается российско-китайское предприятие «SKOMS», малые предприятия «Фурнитура», «Шанс», «Лорх», кооперативы «Экспромт», «Штамп».

В конце XX века, в период реструктуризации, заводу удалось в рыночных условиях не только выжить, но и с 2000 года повысить темпы роста производства продукции.

На базе отдельных производств под эгидой Барнаульского станкостроительного завода организован ряд дочерних предприятий. В 2005 году предприятие было реорганизовано в Холдинговую компанию. Появился коллегиальный орган управления – Совет управляющих промышленной группой. АО «БСЗ» и 14 самостоятельных предприятий, выделившихся из его структуры, подписали между собой генеральный договор.

Сегодня АО Холдинговая компания «Барнаулский станкостроительный завод» – динамично развивающееся предприятие, продукция которого пользуется спросом во множестве сфер экономики: от теплоэнергетики и машиностроения до сельского и коммунального хозяйства, а также среди населения. ХК БСЗ это [253]:

– Управляющая компания.

– Барнаульский патронный завод Производство и реализация патронов для стрелкового оружия. АлтайТаль-Холдинг.

Производство и реализация грузоподъемного оборудования. Термоблок.

Производство и реализация теплообменников и нестандартного оборудования. БРИЗ.

Производство инструмента и оснастки, ремонт оборудования.

Промгазэнерго. Обеспечение подразделений Холдинга энергетическими ресурсами, очистка технологических и сточных вод.

Рубин - Оказание услуг по ремонту помещений ХК.

Санаторий-профилакторий «Станкостроитель» Оказание санаторно-курортных услуг.

Алтайский стрелок. Загородный стрелково-стендовый комплекс.

Станкостальконструкция. Производство строительных металлоконструкций.

БСЗ-Ресурс. Сбор и продажа металлолома.

Станко-Авто. Оказание транспортных услуг, благоустройство территории Холдинга.

Актив-Холдинг. Аренда производственных и офисных помещений.

Вита Столовая, розничная торговля продуктами питания.

В таблице 3.22 приведена интегрированная форма баланса для иллюстрации динамики развития активов и пассивов компании на протяжении 10 лет устойчивого функционирования после приватизации. Как видно из табл. 3.23 рост внеоборотных активов происходил более медленными темпами по сравнению с оборотными активами. Можно сделать вывод, что технического потенциала для увеличения производства было вполне достаточно, а рост оборотных активов можно объяснить быстрым ростом финансовых вложений за этот период [253].

Финансовые результаты Барнаульского станкостроительного завода за 2011-2020 годы представлены в табл. 3.24.

Таблица 3.23 Интегрированный баланс АО "Холдинговая компания
"Барнаульский станкостроительный завод за 2011-2020 годы*

Наименование показателя	31.12.11	31.12.12	31.12.13	31.12.14	31.12.15	31.12.16	31.12.17	31.12.18	31.12.19	31.12.20
Основные средства	9 854	14 245	8 259	8 368	8 013	7 098	6 609	6 745	5 902	5 337
Итого по разделу I	18 688	27 257	19 389	34 665	45 946	47 625	50 676	46 700	43 334	51 962
Итого по разделу II	100 769	109 223	128 668	149 979	188 381	234 693	312 977	358 398	363 707	203 013
БАЛАНС	119 457	136 480	148 057	184 644	234 327	282 318	363 653	405 098	407 041	254 975
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750	1 750
Добавочный капитал (без переоценки)	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351	83 351
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	17 200	29 946	40 326	71 829	120 119	165 465	250 077	295 880	165 919	142 137
Итого по разделу III	102 389	115 135	125 515	157 018	205 308	250 654	335 266	381 069	251 108	227 326
Кредиторская задолженность	13 354	17 241	17 090	19 676	18 877	19 964	18 296	17 585	149 636	22 210
Оценочные обязательства	3 633	3 893	5 148	7 507	9 767	11 282	9 763	6 110	6 062	5 102
Итого по разделу V	16 987	21 134	22 238	27 183	28 644	31 246	28 059	23 695	155 698	27 312
БАЛАНС	119 457		148 057	184 644	234 327	282 318	363 653	405 098	407 041	254 975

*Источник: построена на основании данных [253]

**Таблица 3.24 Финансовые результаты АО "Холдинговая компания
"Барнаульский станкостроительный завод» за 2011-2020 годы***

Наименование показателя	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Выручка	97 342	115 062	118 818	145 766	169 449	190 928	171 530	174 592	172 106	182 169
Себестоимость продаж	(32 426)	(36 640)	(31 833)	(38 898)	(37 870)	(45 912)	(43 292)	(47 781)	(45 749)	(45 463)
Валовая прибыль (убыток)	64 916	78 422	86 985	106 868	131 579	145 016	128 238	126 811	126 357	136 706
Управленческие расходы	(65 084)	(64 615)	(73 542)	(78 245)	(85 183)	(98 906)	(92 003)	(91 003)	(96 095)	(97 452)
Прибыль (убыток) от продаж	(168)	13 807	13 443	28 623	46 396	46 110	36 235	35 808	30 262	39 254
Доходы от участия в других организациях	3 071	4 197	4 902	11 477	23 927	29 914	74 357	28 784	36 993	21 209
Проценты к получению	5 292	6 465	7 655	8 483	19 620	17 803	21 142	20 768	24 177	10 284
Проценты к уплате	(2)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(12)	(0)
Прочие доходы	9 224	3 272	16 167	24 695	1 895	1 932	1 845	944	3 161	1 743
Прочие расходы	(10 241)	(4 139)	(16 888)	(29 714)	(4 854)	(10 247)	(5 390)	(6 752)	(11 067)	(15 345)
Прибыль (убыток) до налогообложения	7 176	23 602	25 279	43 564	86 984	85 512	128 189	79 552	83 514	57 145
Налог на прибыль	(2 183)	(4 221)	(4 717)	(7 787)	(13 810)	(13 100)	(11 325)	(10 440)*	(11 175)	(9 877)
текущий налог на прибыль (до 2020 г. это стр. 2410)	(2 183)	(4 221)*	(4 717)*	(7 787)	(13 810)*	(13 100)*	(11 325)*	(10 440)	(11 241)	(9 569)
отложенный налог на прибыль	0	0	0	0	0	0	0	0	66	(308)
Изменение отложенных налоговых обязательств	28	(130)	(92)	(139)	68	(43)	91	(6)	0	0
Изменение отложенных налоговых активов	1 145	82	(2 025)	391	423	277	(329)	(728)	0	0
Чистая прибыль (убыток)	6 166	19 333	18 445	36 029	73 665	72 646	116 626	68 378	72 339	47 268

* Источник: построена на основании данных [253]

Наиболее наглядно динамика развития активов представлена на рис. 3.12. Виден резкий рост оборотных активов начиная примерно с 2013 по 2018 годы и затем такое же резкое падение. Очевидно, что компания решала некие тактические задачи развития, увеличивая оборотные средства за счет финансовых вложений. При этом видно, что основные средства даже медленно сокращались, а внеоборотные активы росли достаточно медленно.

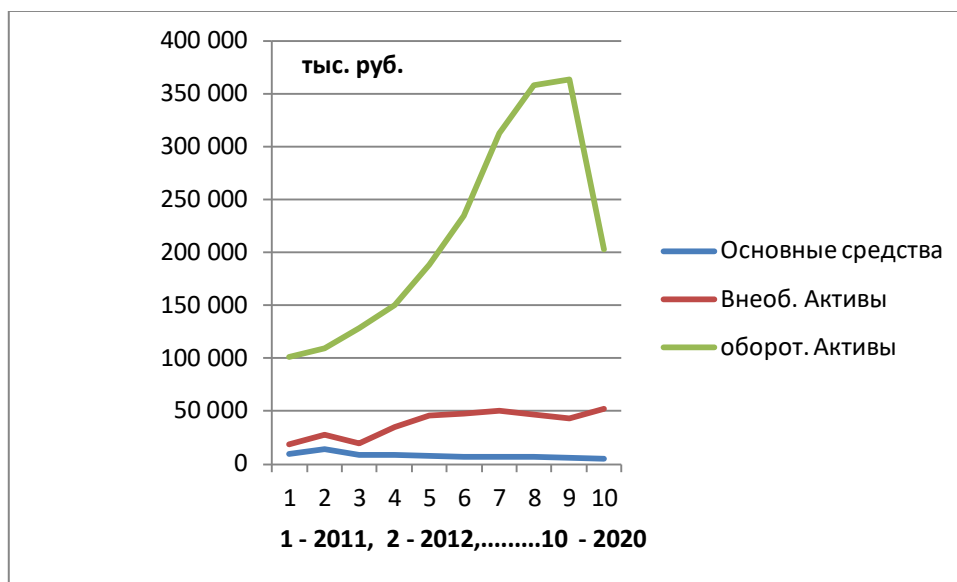


Рис. 3.12 Динамика активов «Барнаульский станкостроительный завод»

На рисунке 3.13 представлена динамика основных финансовых индикаторов деятельности предприятия за десятилетний период.

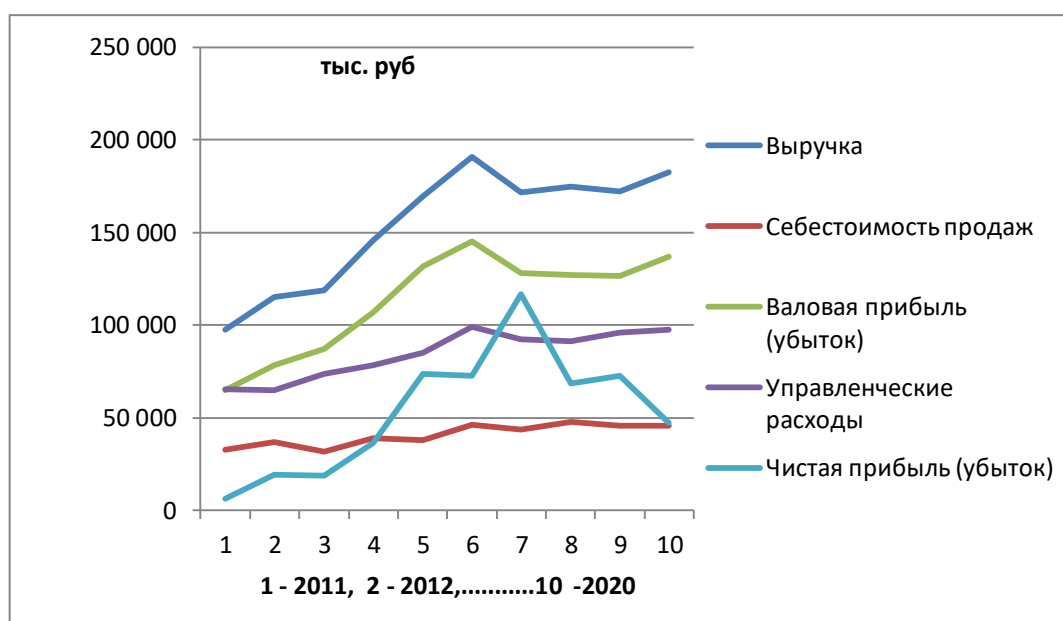


Рис. 3.13 Динамика основных финансовых показателей

"Барнаульский станкостроительный завод»

Из рис. 3.12 виден значительный разрыв между объемом продаж и себестоимостью, что может свидетельствовать, либо о высокой эффективности производства, либо о неоправданно высоких ценах на конечную продукцию. В пользу последнего предположения свидетельствует динамика валовой прибыли.

Второе звено потребителей электроэнергии и мощности.

«Росводоканал Барнаул» осуществляет водоснабжение и водоотведение города Барнаула с января 2005 года. Компания подает питьевую воду и оказывает услуги водоотведения более чем 665 тысячам пользователей, проживающих в столице Алтайского края и пригороде. Клиентами водоканала являются свыше 5,8 тысяч юридических лиц, УК, ТСЖ, организаций и предприятий различных форм собственности [258].

Организационно-правовая форма: Общество с ограниченной ответственностью.

Выручка за 2020 год: 1 773 млн. руб. (-1.9% за год) - [41 место](#) среди 3,17 тыс. предприятий в отрасли

Активы на 31 декабря 2020: 2 869 млн. руб. (+10% за год) - [54 место](#)

Чистые активы на 31 декабря 2020: 1 708 млн. руб. (+6.3% за год)

Водоснабжение:

ФЛ (физические лица) - 28 008 000 м³.

ЮЛ (юридические лица) - 18 703 000 м³.

Стоимость 1 м³ - 18.12 руб. без НДС (тариф один как для ФЛ, так и для ЮЛ).

Водоотведение:

ФЛ (физические лица) - 32 100 000 м³.

ЮЛ (юридические лица) - 12 416 000 м³.

Стоимость 1 м³ - 16.71 руб. без НДС (тариф один как для ФЛ, так и для ЮЛ).

Чистая прибыль за 2020 год: 101 млн. руб. (-59% за год)

Среднесписочная численности работников по данным ФНС за 2020 год:
1037 чел.

Водозабор 95 - 97% от общего объема потребляемой воды осуществляется из реки Обь и из подземных источников 3-5%. В настоящее время в эксплуатации «Росводоканал Барнаул» находятся 2 речных водозабора, 35 артезианских водозабора, 26 канализационных насосных станций, водопроводные очистные сооружения производительностью 300 тысяч кубометров в сутки, 2 комплекса канализационных очистных сооружений общей производительностью 390 тысяч кубометров в сутки, насосные станции 2-го и 3-го подъемов [258].

Предприятие обслуживает водопроводные сети протяженностью 1 249,6 км и сети канализации протяженностью 886,8 км по договорам аренды и сохранности бесхозного имущества, заключёнными с администрацией города.

Кроме того, в рамках заключённого в 2020 году концессионного соглашения, предприятием приняты в эксплуатацию водопроводные сети протяженностью 41,73 км и канализационные коммуникации протяженностью 7,54 км, 2 канализационно-насосные станции и 10 артезианских водозаборов.

В январе 2005 года Барнаульский водоканал вошел в структуру группы компаний «Росводоканал», что придало предприятию новый импульс развития. Была разработана и принята инвестиционная программа предприятия на 2007 – 2011 годы, направленная на строительство новых и реконструкцию действующих сетей и сооружений.

Экологическая деятельность «Росводоканал Барнаул» направлена на комплексный подход в поиске и реализации решений по сохранности водных объектов, рациональному использованию природных ресурсов, улучшение экологического ландшафта Алтайского края в 2010 – 2019 гг на эти цели было направлено 199 млн. рублей в том числе 22,8 млн рублей – в 2019 году.

Эти средства Барнаульский водоканал направил на модернизацию очистных сооружений водоснабжения и водоотведения для повышения эффективности очистки сточных вод и минимизации воздействия на окружающую среду.

В производственной деятельности «Росводоканал Барнаул» постоянно реализуются мероприятия по снижению объемов потребления электроэнергии. Предприятие применяет современные энергоэффективные технологии и производственные процессы, основанные на лучших отраслевых практиках.

За 13 лет на объектах водоснабжения и водоотведения «Росводоканал Барнаул» потребление электроэнергии снижено на 48% (с 133 309 тыс.кВтч до 70 209 тыс.кВтч в год), практически в два раза. Этого удалось достичь за счет энергоресурсосбережения и оптимизации технологических процессов. На объектах предприятия внедрены частотно-регулируемые приводы, энергоэффективные насосные агрегаты.

Для закупок электроэнергии на оптовом рынке (ОРЭМ) «Росводоканал Барнаул» использует созданную на предприятии автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Начиная с 2011 года, 63% электроэнергии на ОРЭМ приобретается через независимую энергосбытовую компанию по цене ниже гарантирующего поставщика на 7,3%. Кроме того, АИИС КУЭ также применяется для мониторинга потребления электроэнергии, что способствует более рациональному использованию производственного оборудования [258].

В табл. 3. 25 представлен укрупненный баланс ООО «Росводоканал Барнаул», без детализации. В рамках данного диссертационного исследования, исходя из целей анализа, достаточно рассмотреть итоговые данные разделов баланса. Из таблицы виден рост внеоборотных активов за период наблюдения и падение оборотных средств. Выручка и себестоимость росли примерно с одинаковым темпом примерно до 2018 года, затем выручка стала снижаться в 2019 и 2020 –ом годах, что естественно вызвало падение валовой прибыли в этих же годах (см. рис. 3.15).

В таблице 3.26 показана структура затрат на электроэнергию ООО «Росводоканал Барнаул». Всего на электроэнергию компания в среднем за последние 3 отчетных года тратила 121 385,4 тыс.руб. В структуре себестоимости это составляет примерно 15% затрат на электроэнергию.

Таблица 3. 25 Сокращенный баланс ООО «Росводоканал Барнаул» (информация приложение 7)*

Наименование показателя	31.12.11	31.12.12	31.12.13	31.12.14	31.12.15	31.12.16	31.12.17	31.12.18	31.12.19	31.12.20
Итого по разделу I	381 251	394 964	515 754	586 487	759 216	1 226 915	1 419 481	1 641 629*	1 950 799	2 152 832*
Итого по разделу II	552 624	727 870	707 398	791 845	853 415	887 939	969 614	846 786	646 152	716 472
БАЛАНС	933 875	1 122 834	1 223 152	1 378 332	1 612 631	2 114 854	2 389 095	2 488 415	2 596 951	2 869 304
Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	218 842	310 008	396 477	531 065	665 518	906 109	1 173 522	1 458 270	1 606 714	1 708 170*
Итого по разделу III	218 852	310 018	396 487	531 075	665 528	906 119	1 173 532	1 458 280	1 606 724	1 708 180*
Итого по разделу IV	224 618	196 106	172 320	149 699	134 586	462 407	382 270	301 689	245 533	426 770
Итого по разделу V	490 405	616 710	654 345	697 558	812 517*	746 328	833 293	728 446	744 694	734 354
БАЛАНС	933 875	1 122 834	1 223 152	1 378 332	1 612 631	2 114 854	2 389 095	2 488 415		2 869 304

*Источник [258]

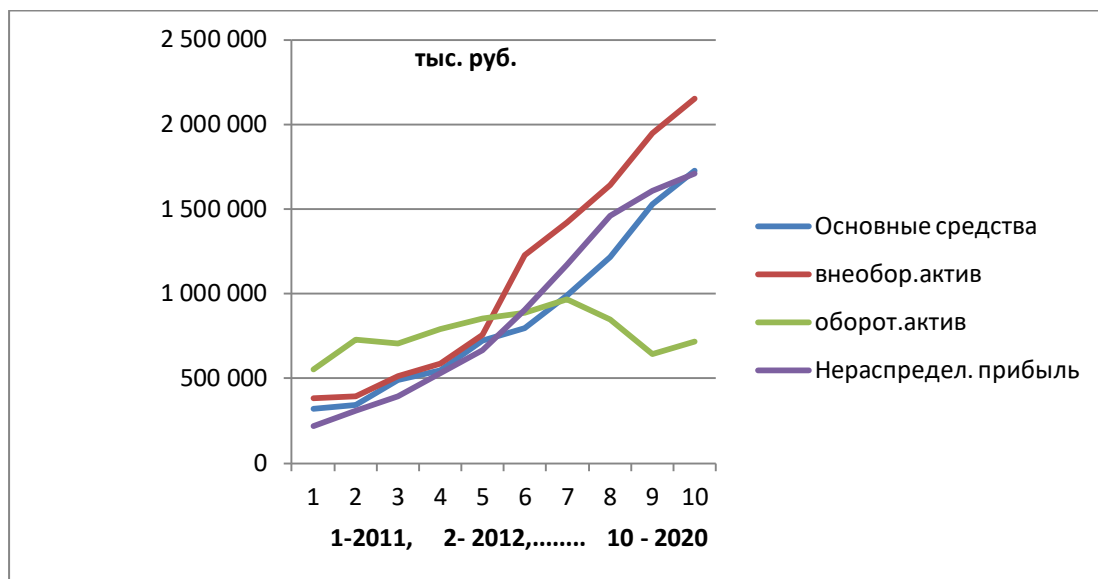


Рис. 3. 14 Динамика активов ООО «Росводоканал Барнаул»

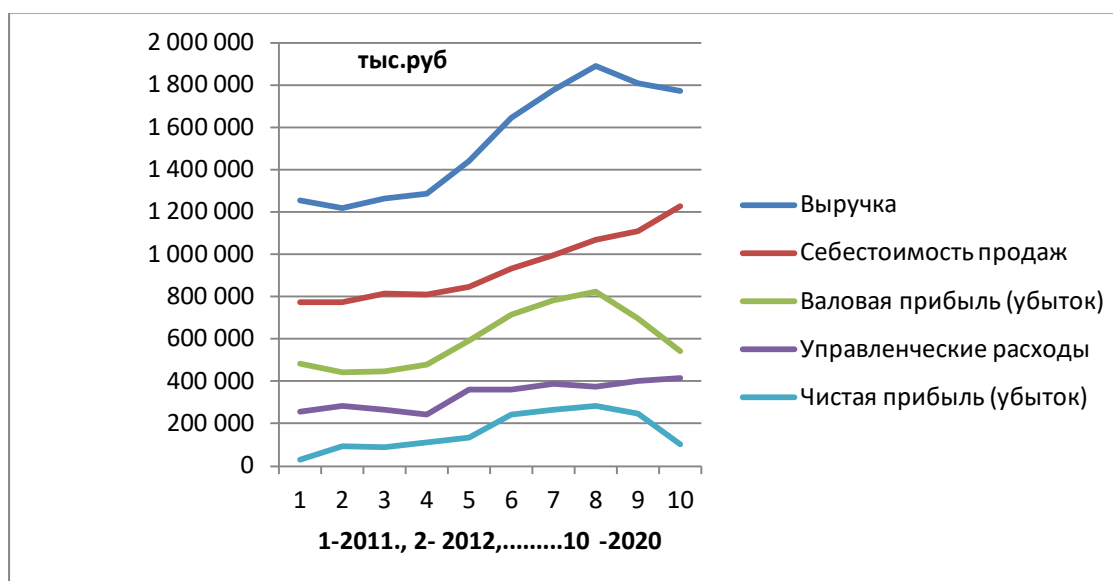


Рис. 3. 15 Динамика активов ООО «Росводоканал Барнаул»

Ретроспектива покупки электроэнергии и мощности представлена в табл. 3.27 и на графиках, см. рис. 3.16. Табл. 3.27, сформирована, на основании фактических данных поставок электроэнергии и мощности за 10 лет. Динамика потребления электроэнергии падала на протяжении всего периода наблюдения (табл. 3.27)

Таблица 3.26 Структура затрат ООО «Росводоканал Барнаул»

Наименование	2018г.	2019г.	2020г.
Расходы на электрическую энергию (прямые на производство) <i>тыс.рублей</i>	118 599,11	121 493,30	124 063,78
<i>В расчете на 1 куб.м., рублей</i>	2,53	2,66	2,72
ИТОГО необходимая валовая выручка (расходы) для расчета тарифов, тыс.руб.	829 369,37	809 637,64	756 611,71
<i>В расчете на 1 куб.м., рублей</i>	17,68	17,70	16,58
Доля расходов на электроэнергию в фактическом тарифе	14,30%	15,01%	16,40%

Стоки			
Наименование	2018г.	2019г.	2020г.
Расходы на электрическую энергию (прямые на производство)	105 291,81	101 379,32	107 958,29
<i>В расчете на 1 куб.м., рублей</i>	2,38	2,30	2,44
ИТОГО необходимая валовая выручка (расходы) для расчета тарифов, тыс.руб.	722 717,90	687 716,25	756 727,49
<i>В расчете на 1 куб.м., рублей</i>	16,36	15,60	17,13
Доля расходов на электроэнергию в фактическом тарифе	14,57%	14,74%	14,27%

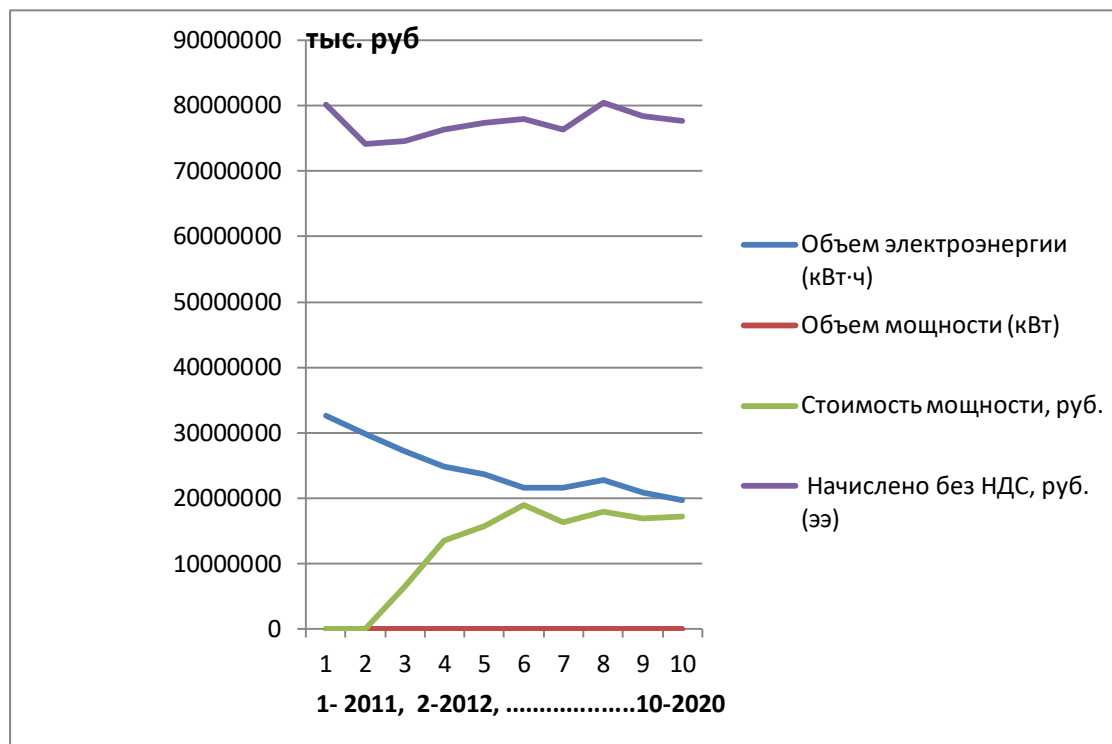


Рис. 3.16 Динамика основных показателей электропотребления

ООО "Барнаулский водоканал.

Таблица 3.27 Динамика покупки электроэнергии и мощности ООО "Барнаулский водоканал"

Параметры договора	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Объем электроэнергии (кВт·ч)	32 557 568	29 858 105	27 241 418	24 875 536	23 608 500	21 652 159	21 695 184	22 744 644	20 959 992	19 731 444
Объем мощности (кВт)	0	0	17 820	55 762	67 847	62 576	29 187	30 473	27 827	25 949
Цена (тариф) электроэнергии (руб./кВт·ч)	2,460	2,482	2,498	2,524	2,608	2,719	2,766	2,744	2,934	3,060
Стоимость мощности, руб.	0,00	0,00	6 458 208,21	13 535 765,89	15 720 995,71	19 013 691,36	16 279 682,20	17 983 529,91	16 941 126,77	17 289 621,07
Начислено без НДС, руб. (ээ)	80084839,7 7	74 103 708,72	74 507 397,86	76 328 149,86	77 294 119,34	77 895 292,38	76 279 934,26	80 405 960,18	78 437 376,49	77 665 265,62

*Таблица сформирована автором по первичным данным энергопоставки АО «БГЭС»

3.5 Взаимодействие поставщиков электроэнергии и мощности и потребителей: анализ практики

Как было описано во втором разделе и в первом параграфе настоящего раздела реформа РАО ЕЭС привела к существенному усложнению отрасли. Это видно невооруженным глазом даже по количественным характеристикам такого рынка: численность новых компаний и организаций, которые появились в результате реформы электроэнергетики, не поддается подсчету. Напомним, оптовый рынок электроэнергии (как отдельная организационная структура) создан в рамках реформы РАО ЕЭС в 2003 году [260]. Не продуманные рыночные преобразования, практически, вызвали паралич отрасли. Поэтому начались процессы срочного исправления ошибок и приобретения опыта. Оказалось, что необходимо было вновь соединить в одной структуре крупных производителей электроэнергии и потребителей. Для оптового рынка была определена задача продажи и покупки двух специфических «товаров»: электрической энергии и электрической мощности.

Однако оказалось, что деятельность ОРЭМ, как и любой организационной структуры требует управления, а «невидимая рука рынка» здесь не работает. Тогда, включаются естественные бюрократические процедуры, и создается (учреждается) примерно 30-ю учредителями, так называемое некоммерческое партнерство «Совет рынка», в свою очередь Совет рынка создает ОАО "Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии" (ОАО «АТС»). На сайте НП «Совет рынка» [246] показаны все участники ОРЭМ. Приведен Реестр субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) на 01.04.2021 г.

Ассоциация НП «Совет рынка» задумано для выполнения функции саморегулирования [260] ОРЭМ, следует отметить, что это достаточно странная задача для процесса саморегулирования, фактически под надзором бюрократической структуры. Далее, согласно законам Вебера, бюрократическая структура начинает расширяться и развиваться. Поэтому в НП «Совет рынка» появляются так называемые палаты:

– палата экспертов - претенденты на получение статуса субъекта оптового рынка: энергосбытовые компании и потребители;

- палата покупателей - покупатели электроэнергии, субъекты оптового рынка: энергосбытовые компании и потребители;
- палата продавцов - генераторы электроэнергии, квалифицированные для работы на оптовом рынке;
- палата инфраструктурных организаций - организации, обеспечивающие функционирование коммерческой и технологической инфраструктуры оптового рынка электроэнергии: ОАО «Администратор торговой системы», ОАО «Центр финансовых расчетов», ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергосистемы» [260].

Администратор торговой системы регистрирует точки поставок. Т.е. определяет привязку компании к конкретным точкам учета при продаже или покупке электроэнергии. Контролирует корректность оформления документов и правильность функционирования системы учета электроэнергии по точкам поставки генераторов и потребителей;

Помогает торгам на ОРЭМ. Регистрирует заявки от участников на генерацию, покупку и продажу электроэнергии и мощности.

Определяет цену на электроэнергию (для заявленного свободного рынка электроэнергии это нонсенс). Тем не менее, на основе этих заявок потребителей и генерации определяется цена на электроэнергию для каждого региона в почасовом разрезе.

Осуществляется количественный объем потребленной электроэнергии. По результатам торгов, устанавливается какой потребитель, какое количество купил электроэнергии и у какого поставщика.

Стоимость услуг Администратора торговой системы определяется Федеральной антимонопольной службой, до 2016 г. составляла около 1/10 копейки за кВт. ч электроэнергии. Точная цена услуг администратора торговой системы определяются по каждому году в разрезе полугодий.

ОАО АТС, в свою очередь учреждает структуру под названием ОАО «Центр финансовых расчетов» (ЦФР). Акционерное общество "Центр финансовых расчетов" (АО "ЦФР") создано Решением № 1 от 10 сентября 2004 года единственным учредителем НП "АТС" с 1 января 2005 года оказывает услуги по проведению финансовых расчетов между участниками оптового рынка электрической энергии.

ЦФР осуществляет расчётные операции, информационное обслуживание, финансовое обслуживание (биллинг). На основании данных Администратора торговой системы и результатов торгов ЦФР делает расчет, какой участник ОРЭМ, кому и сколько должен. Создается реестр транзакций для поставщиков и покупателей для выставления счетов фактур.

Как известно, до окончания торгов, потребители электроэнергии не знают какому конкретному поставщику они будут платить, так как связь поставщика и потребителя определяет ЦФР. После формирования реестров потребители электроэнергии платят непосредственно поставщикам напрямую. За надежность работы энергосистемы отвечает Системный оператор России, который осуществляет оперативное регулирование генерации и потребности, практически, управляет потоками электроэнергии, уравнивая объемы потребления и объемы производства (генерации) электроэнергии. Таким образом, реформы электроэнергетики инициировали появление большого количества новых организаций инфраструктурного и посреднического характера, для обслуживания так называемого оптового и розничного рынков с огромным количеством инструктивных и нормативных документов. Примерное число таких организаций в масштабах РФ представлено в табл. 3.28.

Таблица 3.28 Количество главных субъектов оптового рынка*

№ п/п	Наименование субъекта ОРЭМ	Количество (шт)	примечание
1.	Поставщики электроэнергии и мощности	136	
2.	Покупатели электрической энергии и мощности		
2.1	Энергосбытовые организации.	141	
2.2	Крупные потребители.	26	
2.3	<u>Гарантирующие поставщики.</u>	679	(по данным ФАС)
2.4	<u>Организации, осуществляющие экспортно-</u>	1	

	<u>импортные операции.</u>		
2.5	Территориальные сетевые организации в целях осуществления функций гарантирующего поставщика.	10	
3.	Инфраструктурные организации	5	

*Источник: построена на основе <https://www.np-sr.ru/ru> [246]

Следует отметить, что многие компании, указанные в таблице 3.25 являются холдингами, кроме того, деятельность таких компаний определяется региональными границами и, следовательно, каждая такая компания состоит из некоторого множества юридических лиц (филиалов и дочерних компаний), т.е. фактическая численность участников энергетического рынка существенно больше. Продемонстрируем это на примере энергосистемы Алтайского края. Информацию об основных участниках этого рынка можно найти на сайте [247 (249)] в рамках программы «Развития электроэнергетики Алтайского края» на 2015 – 2019.

Алтайская энергосистема поделена на четыре энергорайона:

- Барнаульский;
- Бийский, включая Белокуриху и Республику Алтай;
- Кулундинский;
- Рубцовский.

Генерирующие компании

Установленная мощность объектов электрогенерации Алтайского края, на конец 2013 года, составляла 1527,1 МВт. Выработка электроэнергии в Алтайском крае в 2013 году составила 62,3 % от общего потребления.

На конец 2013 года на территории края функционировали 11 крупных и средних объектов производства, передачи и распределения электроэнергии и тепла с суммарной установленной электрической мощностью 1519,6 МВт и тепловой мощностью 6410,0517 Гкал/ч.

Электросетевые компании

Основными электросетевыми компаниями, работающими в Алтайском крае, являются:

- филиал ОАО «ФСК ЕЭС»²² – Западно-Сибирское предприятие магистральных электрических сетей (далее - ЗСП МЭС);

- филиал ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири»²³ – «Алтайэнерго» (далее - «Алтайэнерго»);
- ОАО «Сетевая Компания Алтайкрайэнерго» (далее – «СК Алтайкрайэнерго»);
- ООО «Барнаульская сетевая компания» (далее – «БСК»);
- филиал ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» – «Алтайэнерго» (далее - «Алтайэнерго»).

СК Алтайкрайэнерго» ведет свою деятельность в 9 городах и 81 населенном пункте Алтайского края. В состав компании входят девять филиалов:

- Алейские МЭС (г. Алейск);
- Змеиногорские МЭС (г. Змеиногорск);
- Бийские МЭС (г. Бийск);
- Каменские МЭС (г. Камень-на-Оби);
- Кулундинские МЭС (с. Кулунда);
- Славгородские МЭС (г. Славгород);
- Новоалтайские МЭС (г. Новоалтайск);
- Рубцовские МЭС (г. Рубцовск);
- Белокурихинские МЭС (г. Белокуриха).
- Сбытовые компании

В Алтайском крае ведут деятельность 12 сбытовых компаний, пять из которых являются гарантирующими поставщиками (ГП) электрической энергии, в том числе:

1. ОАО «Алтайэнергосбыт» - ГП;
2. ОАО «Барнаульская горэлектросеть» - ГП;
3. ОАО «Алтайкрайэнерго» - ГП;
4. ООО «Заринская городская электрическая сеть» - ГП;
5. ОАО «Оборонэнергосбыт» - ГП;
6. ОАО «Русэнергосбыт»;
7. ЗАО «Алтайкровля»;

8. ЗАО «Система»;
9. ЗАО «МАРЭМ+»;
10. ЗАО «Энергопромышленная компания»;
11. ООО «ЭСКК»;
12. ООО «Энергия-Маркет»;

Исследование отношения потребителей – юридических лиц к системе электроснабжения.

В настоящем разделе проведено достаточно обширное и глубокое комплексное организационно-экономическое исследование выбранного объекта в региональном аспекте (становление электроэнергетической отрасли в Алтайском крае после трансформационных действий), экономический анализ предприятий поставщиков электроэнергии и предприятий потребителей. Были рассмотрены условия и факторы взаимодействия электроэнергетики и представителей экономики, например, ООО «Барнаульский Водоканал», в структуре затрат которого значительную долю занимает покупка электроэнергии. Однако такой анализ будет не полным, если не оценить степень «удовлетворенности-неудовлетворенности» потребителями стратегий действий и уровня взаимоотношений поставщиков и потребителей. Важность такого анализа объясняется, во-первых, достаточно небольшой практикой постреформационных взаимодействий (10-12) лет, еще нет устойчивых, апробированных, положительных норм отношений, во-вторых, необходимо выявить реакцию предпринимателей, собственников и менеджеров экономики (потребители) на качество, эффективность и уровень многочисленных нововведений со стороны электроэнергетики, особенно в области тарифов и цен. В третьих, необходимо сравнить мнения многочисленных авторов, не поддерживающих рыночное реформирование отрасли [30, 31, 41, 93, 94, 221] с результатами реальной деятельности энергетической отрасли во взаимодействии с потребителями. С этой целью была разработана анкета для опроса предприятий и организаций сектора потребителей АО «БГЭС».

Анкета потребителя

для оценки уровня взаимодействия ГП и потребителя в процессе электроснабжения и влияния цены на экономику предприятия

1. Наименование предприятия _____
 ОКВЭД основного вида деятельности предприятия _____
2. Доля стоимости электроэнергии в себестоимости продукции (услуг):
 2015_____ 2016_____ 2018_____ 2019_____ 2020_____
3. Как Вы относитесь к изменениям принципов определения стоимости электроэнергии за последние 10 лет (введение ценовых зон, формирования рынка на сутки вперед, продажи мощности)?
 А - положительно
 Б - нейтрально
 В – негативно
4. Планирует ли Ваше предприятие увеличение присоединённой мощности в ближайшие 5 лет?
 Да
 Нет
5. Оцените Ваше взаимодействие с АО «Барнаульская горэлектросеть» по пяти бальной шкале:
6. Ваши замечания, пожелания и предложения по улучшению работы АО «Барнаульская горэлектросеть»

Были выбраны респонденты из числа потребителей АО «БГЭС» и разосланы анкеты. Характеристики потребителей содержатся в табл. 3.29, общий список респондентов содержится в приложении 10.

Таблица 3.29 Критерии выбора и часть списка потребителей-респондентов АО «БГЭС» (полный список приложение 10)

№ договора	Наименование потребителя	Суммарная максимальная мощность по всем точкам поставки потребителя, кВт	Энергопотребление за 2020 г., кВт·ч (в рамках всех заключенных договоров)	Стоимость оплаты за потребленную электроэнергию за 2020 г., руб.	Применяемые ценовые категории (по всем договорам, 1-6 ЦК)
256	ФГБОУ ВО Алтайский ГАУ	3 852,80	1 750 591	7 317 702,90	1 ЦК
254	ФГБОУ ВО АГМУ Минздрава России	2 480,70	1 533 011	7 761 886,01	1 ЦК
159	КГБУЗ "АК-КЦОМД", л/счет 20176U79830	2 491,70	2 308 363	14 624 766,53	1 ЦК
8756	ООО "АКХВ"	1 580,00	15 191 273	78 380 094,76	1 ЦК
2192	КГКУ "Алтай-автотор"	311,00	409 388	2 404 740,15	1 ЦК
3065	ООО "Сонар"	200,00	478 853	2 463 199,60	1 ЦК
1301	АО Фирма "АЯС"	780,60	564 373	1 765 676,90	1 ЦК
612	АО "Механизатор"	380,00	726 224	4 606 517,07	1 ЦК

462	АО "Свежесть"	70,00	97 457	502 432,62	1 ЦК
441	ОАО "БАРЗ"	960,00	1 021 646	5 237 669,19	1 ЦК

В таблице 3.30 представлены результаты обработки анкет. Видим, что в среднем доля электроэнергии в себестоимости продукции потребителей составляет 16,3%, а это значительная величина производственных издержек. На вопрос об отношении к изменению механизма цен на электроэнергию 44 % респондентов ответили «отрицательно», 41% нейтрально и только 15% -положительно. К числу этих 15% относятся респонденты, у кого в структуре себестоимости затраты на электроэнергию не превышают 12%.

Таблица 3.30 результаты анкетирования потребителей АО «БГЭС»

Вопросы анкеты	Обработанные ответы	
Средняя доля стоимости электроэнергии в себестоимости продукции (услуг), %	16,3	
Как Вы относитесь к изменениям принципов определения стоимости электроэнергии за последние 10 лет?	А - положительно, %	15
	Б - нейтрально,%	41
	В - негативно, %	44
Планирует ли Ваше предприятие увеличение присоединенной мощности в ближайшие 5 лет?	Да, %	20
	Нет, %	80
Оцените Ваше взаимодействие с АО "Барнаулская горэлектросеть по 5-ти балльной шкале (средний балл)	4,4	

Достаточно показательными являются ответы на вопрос об увеличении оплаты за «мощность»: планируют увеличение только 20% респондентов, это те предприятия, которые имеют стратегии увеличения производства, т.е. этим предприятиям потребуется больше электроэнергии в ближайшие 5 лет. Остальные 80% респондентов такого увеличения объема производства не планируют, что хотя и косвенно, но указывает на собственные проблемы развития экономики. В це-

лом респонденты достаточно высоко оценили АО «БГЭС» как поставщика электроэнергии.

В таблице 3.31 представлены замечания и пожелания респондентов, относящихся к улучшению качества работы АО «БГЭС». Большое число пожеланий относится к техническим и организационным вопросам взаимодействия: время предъявления счет-фактур, автоматизация учета электроэнергии, но есть и замечания по снижению цен и тарифов.

Таблица 3.31 Продолжение описания результатов анкетирования потребителей АО «БГЭС»

Пожелания, замечания и критические отзывы респондентов	Усредненные ответы респондентов
Ваши замечания, пожелания и предложения по улучшению работы АО "Барнаулская горэлектросеть"	1) При замене ПУ или трансформаторов тока производить распломбировку и опломбировку в течение одного дня
	2) В, представляет платежные документы за потребленную электроэнергию в адрес АГМУ после 10-го связи с тем, что БГЭС, производит начисления, и, соответственно числа каждого месяца, а АГМУ, как бюджетная организация, не имеет законных оснований производить оплату без счета, счета-фактуры и актов выполненных работ до 10-го числа каждого месяца, то, в последующем, предлагаем Вам от практики ежемесячных начислений пени в адрес АГМУ
	3) Урегулирование тарифов, внедрение электронного документооборота
	4) Получение платежных документов за прошедший месяц до 10 числа следующего месяца
	5) Проблематично дозвониться. Мало доброжелательных сотрудников
	6) Пожелание: вызов инспектора на аварийные ситуации без оплаты, т.к. при поломке ВРУ обесточивается объект с реанимациями, а согласование оплаты не всегда происходит быстро, что ставит жизни людей под угрозу
	7) Понижение тарифа
	8) Цены надо снижать
	9) Решить вопрос о непосредственном подключении к сетям БСК по тарифу ВН
	10) Необходимо ускорить работу по созданию системы по автоматизированному сбору показаний с электросчетчиков

	11) Установить справедливую цену на электроэнергию. На данный момент цена за единицу электроэнергии, по нашему мнению завышена на 30%
	12) В случае аварийных ситуаций желательно более оперативное реагирование
	13) Типичный стиль работы монополиста: игнорирование заявлений, обращений, запросов абонента, отсутствие возможности вести конструктивный диалог
	14) Уменьшение тарифов на электроэнергию
	15) Уменьшить сроки выписки счет-фактур

В частности, некоторые респонденты считают, что: «На данный момент цена за единицу электроэнергии, по нашему мнению, завышена на 30%». С высокой долей вероятности можно утверждать, что действительно цена на электроэнергию завышена, по крайней мере за вхождения в тариф инфраструктурных затрат. Однако вопросы ценообразования будут рассмотрены в следующем разделе настоящего диссертационного исследования.

Выводы по третьей главе.

1. Дана оценка концептуального подхода к реформированию отрасли: попытка совместить технологические особенности электроэнергетики и рыночные принципы ее организации.

2. Осуществлен анализ роли и значения Некоммерческого партнерства «Совет Рынка» в процессах становления институтов рыночного функционирования электроэнергетики.

3. Представлена краткая организационно-технологическая характеристика оптового рынка: общий оборот в млн. МВат/час, даны характеристики субъектов оптового рынка, ценовых зон, порядка получения компании права субъекта оптового рынка, типов договоров и цен.

4. Приведено описание механизма действия рынка мощности, как формы услуги продавца электроэнергии, покупка которой дает покупателю - участнику оптового рынка право требовать от продавца поддержания в готовности генерирую-

щего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества и объема, необходимого для удовлетворения потребности в электрической энергии данного потребителя в любой момент времени.

5. Дается характеристика механизма деятельности розничного рынка электрической энергии как сферы обращения электрической энергии в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства РФ с участием производителей, покупателей электрической энергии (мощности) и иных лиц, которые не являются субъектами оптового рынка электрической энергии (мощности). Приводятся основные понятия и характеристики участников розничного рынка.

6. Рассматриваются все виды регулируемых и нерегулируемых тарифов, механизмы ценообразования и порядок оплаты под управлением Администратора Торговой системы, а так же выделяются четыре вида потребителей: базовые потребители, население, прочие потребители, организации, оказывающие услуги по передаче электрической энергии, приобретающие ее в целях компенсации потерь в сетях.

7. Проведено исследование финансово-экономического механизма деятельности компании - Гарантированного поставщика электроэнергии и мощности в рамках анализа объекта исследования, в качестве которого выступает генерирующая компания, гарантирующий поставщик, сетевая организация и потребитель юридическое лицо.

8. По результатам анализа установлено, что механизм ценообразования в электроэнергетике в настоящее время чрезвычайно сложен и громоздок: многочисленные участники, генерирующие компании, оптовый рынок, администратор торговой сети, гарантирующие поставщики и т.д. Как таковых непосредственных рыночных отношений нет, сделки купли продажи осуществляются через посредников, которые определяют, сколько и кому платить.

9. Установлен поступательный рост цен на электроэнергию в течение всего периода наблюдения. В целом за период наблюдения цены выросли по всем категориям нерегулируемых цен в 2,44 раза, по одному из крупнейших потребителей -

ООО «Росводоканал Барнаул» в 1,7 раза. Такая динамика цен достаточно тяжела для экономики потребителя, поскольку большие объемы потребления электроэнергии выливаются в значительные производственные издержки и отражаются на ценах продукции или услуг потребителя.

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ «ПРОЧИМ ПОТРЕБИТЕЛЯМ»

4.1. Формализация механизма ценообразования на электроэнергию для «прочих потребителей» розничного рынка

В материалах прошлого раздела настоящего диссертационного исследования мы показали исключительно сложную, многофакторную и не прозрачную схему ценообразования в звеньях «поставщик – конечный потребитель» или «гарантирующий поставщик – конечный потребитель» электроэнергии, об этом говорят и авторы доклада «Тарифная политика в Российской Федерации в отраслях коммунальной сферы: приоритеты, проблемы, перспектива» [179]. Прежде всего, это явилось следствием достаточно сложной организации и структуры системы поставки электроэнергии. На основе проведенного анализа было установлено, что не удалось сформировать естественный рыночный механизм образования цены как результата соглашения продавца и покупателя особого товара «электроэнергия». Достаточно логичное и аргументированное объяснение этому дает О.Э. Бессонова в работе «Институциональная модель российской экономики: ретроспектива и современный вектор развития» [10]. Итоговую модель реформирования плановой экономики СССР она называет «квазирынком»: «Внешне присутствуют все атрибуты рыночного хозяйства: частная собственность, отношение купли-продажи, свободное ценообразование. Однако сохраняется латентное раздаточное содержание: частные компании и фирмы, в массе своей не вырабатывают рыночно-ориентированные стратегии, а ведут борьбу за государственный ресурс...» [10. с. 34]. И далее Бессонова констатирует: процесс трансформации конца XX в. сопровождался тотальной коррупцией на всех уровнях управления и хищническим использованием ресурсов, что говорит о специфической модели рыночной экономики, направленной не на создание национального богатства, а на быстрое личное обогащение.

Теория институциональных трансформаций показывает, что коррупция во властных структурах является следствием дележа (раздачи) госсобственности и создания квазисобственников.

Последние стали создавать новые фирмы под новые, введенные ими рыночные правила и снова стали делить государственные ресурсы. Это целиком и полностью относится к электроэнергетической отрасли. Разрушение естественной, эволюционно сложившейся организации взаимодействия электроэнергии и экономики, к которой мы относим весь хозяйственный комплекс страны: предприятия, организации, домохозяйства, физические лица под лозунгом рыночного реформирования не дало ожидаемого результата. Попытка искусственно создать рыночных агентов электроэнергетики, разорвав технологически связанные производственные подсистемы и заставить их конкурировать, фактически, провалилась. Причины такого провала нами подробно описаны в предыдущих разделах настоящего диссертационного исследования. Напомним только некоторые. Первое, это невозможность создать автономных агентов с конечным набором однотипных товаров или услуг. Например, выделим генерацию, определим некоторое множество генерирующих компаний, но тогда каждая генерирующая компания должна иметь свои сети для доставки товара потребителю. Если учитывать десятки генерирующих компаний и сотни тысяч потребителей, то даже в региональном разрезе сетями будет опутано все географическое пространство, количество режимов, правил, особенностей потребления и прочих условий будет бесконечно много, такой рынок будет просто неуправляемым. Тогда реформаторы стали действовать методом реагирования и исправления ошибок. Создаются оптовый и розничный рынки, хитроумные механизмы ценообразования и различные регулирующие структуры, основным содержанием которых было стремление создать некий рынок электроэнергетики, весьма специфичный, на первый взгляд, основанный на корпоративных принципах (собственники активов, дивиденды), но организационно-экономически и технологически близкий к той модели, от которой была сделана попытка уйти.

Второе, двойственность отрасли электроэнергетика при взаимодействии с экономикой. По нашему мнению [218], электроэнергетика является и самостоятельным видом экономической деятельности и инфраструктурной отраслью, что отличается от позиции ряда авторов, например, [179], которые относят ее исключительно к инфраструктурной отрасли.

Третье, электроэнергетика, конечно же, по ее роли и значению в национальной экономике и способу организации относится к естественной монополии. Ее деятельность, исходя из системных принципов, должна быть основана на определенной целостности структурной организации и учете особенностей технологии. Оценивая аргументацию реформирования РАО ЕЭС можно сделать вывод, что эта аргументация явилась спекулятивным прикрытием желания ряда физических лиц присвоить активы электроэнергетических компаний и получить доступ к эффективным, финансовым потокам.

Одним из достаточно негативных итогов реформ электроэнергетики стал предложенный реформаторами весьма сложный механизм ценообразования, характеризующийся многими правилами, процедурами, условиями и ограничениями. Анализ объекта исследования показал, что не существует четких процедур и формализованных методов определения цены на электроэнергию в звеньях поставок на розничных рынках. Поэтому в данном диссертационном исследовании была поставлена задача формализации механизма ценообразования, представив его системой математических соотношений и процедур, дающих четкий ответ как определять цену поставки электроэнергии для соответствующего договора между Гарантирующим поставщиком и потребителем.

На розничном рынке электроэнергии, согласно Постановлению от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии», действует шесть ценовых категорий.

В целом, эти ценовые категории разделяются на [190]:

– интегральные, применяются к объемам потребления электрической энергии за определенный период времени - сутки, месяц и т.д. данные цены подразумевают только одну ставку.

– интервальные, применяются к почасовым объемам электрической энергии, когда каждый час имеет свою цену, этот вид цен предполагает две и более ставки.

К интегральным категориям относят первую и вторую ценовые категории (ЦК1 и ЦК2). К интервальным - третью, четвертую, пятую и шестую ценовые категории (ЦК3, ЦК4, ЦК5, ЦК6).

Наиболее выгодную для себя категорию на один год может выбрать потребитель, относящийся к группе «прочие потребители» (т.е. не население, или приравненные к ним лица).

В свою очередь потребителей делят на две группы:

- работающих с максимальной мощностью более 670 кВт;
- работающих с максимальной мощностью менее 670 кВт.

С 01 июля 2013 г., потребителям, чья максимальная мощность превышает 670 кВт, введён запрет на выбор интегральной ценовой категории, то есть им доступны только интервальные ценовые категории с 3-ей по 6-ю. Потребители, использующие максимальную мощность не выше 670 кВт, имеют право выбирать любую из шести ценовых категорий.

Согласно существующим правилам, следует учитывать, что интервальные ценовые категории делятся на два вида:

- цены, без планирования почасового потребления (ЦК3 и ЦК4).
- цены, расчет которых, требуют планирования почасового потребления, к ним относятся ЦК5 и ЦК6.

Кроме того, в рамках интервальных ценовых категорий определяют цены:

- по одноставочному тарифу на передачу электроэнергии, (ЦК3 и ЦК5).
- по двухставочному тарифу на передачу электроэнергии (ЦК4 и ЦК6).

Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)» регламентирует процедуры определения тарифа на электроэнергию для каждой из шести ценовых категорий на основании следующих правил.

1. Расчет тарифа для первой ценовой категории (1 ЦК)

Тариф для первой ценовой категории определяется по формуле:

$$\text{Ц}_{\text{ПН1}} = \text{Ц}_{\text{СН1}} + \text{Ц}_{\text{СЕТ}} + \text{Ц}_{\text{ИП}} + \text{Ц}_{\text{СН}} \quad (4.1)$$

где $\text{Ц}_{\text{ПН1}}$ – предельный уровень нерегулируемых цен на электроэнергию для первой ценовой категории, руб./МВт·ч. Рассчитываемый тариф из (4.1) является основой договора купли-продажи электроэнергии для потребителей;

$\text{Ц}_{\text{СН1}}$ – средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию, приобретенную на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОР-ЭМ), руб./МВт·ч. Алгоритм определения данной величины приведен ниже.

$\text{Ц}_{\text{СЕТ}}$ – дифференцированный по уровням напряжения одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии с учетом стоимости нормативных технологических потерь электрической энергии в электрических сетях, руб./МВт·ч. Дифференцирование одноставочного тарифа по уровню напряжения имеет четыре ступени: высокое напряжение (ВН) – 110 кВ и выше, среднее первое напряжение (СН I) – 35 кВ, среднее второе напряжение (СН II) – 1 – 20 кВ, низкое напряжение (НН) – ниже 1 кВ. Для Алтайского края такой тариф, на период 01.01.2021 – 31.12.2021 опубликован в таблице №1 приложения к Решению № 556 от 29.12.2020 «О внесении изменений в решение управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 589» [132];

$\text{Ц}_{\text{ИП}}$ – инфраструктурные платежи (оплата услуг: АО «Центр финансовых расчётов», АО «Администратор торговой системы», АО «Системный оператор Единой энергетической системы»), руб./МВт·ч. Тарифы на инфраструктурные услуги размещены на официальном сайте коммерческого оператора

оптового рынка АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам розничного рынка и ФСК» – «Стоимость услуг инфраструктурных организаций оптового рынка электроэнергии (по субъектам РФ)». При этом для определения цены инфраструктурных платежей за текущий месяц необходимо выбрать файл с соответствующей информацией за прошлый месяц [178]. В данном файле представлены необходимые стоимости платежей с разбивкой по контрагентам для оплаты. Для получения тарифа на инфраструктурные платежи необходимо разделить общую стоимость по выплатам всем контрагентам на величину фактического объема покупки электроэнергии на оптовом рынке. Фактический объем покупки электроэнергии на оптовом рынке ГП публикует на своем официальном сайте. Например, для АО «Барнаульская горэлектросеть», такая информация представлена в разделе «Розничный рынок» – «Расчет нерегулируемой цены» – В размещаемом файле вкладка «Объем ээ» [157];

C_{CH} – сбытовая надбавка гарантирующего поставщика электроэнергии, руб./МВт·ч. Сбытовые надбавки на период 01.01.2021 – 31.12.2021 для гарантирующих поставщиков Алтайского края опубликованы в приложении к Решению № 551 от 29.12.2020 Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов [134].

Данная ценовая категория предполагается только для потребителей с максимальной мощностью до 670 кВт.

В качестве примера приведем механизм формирования нерегулируемой цены на электроэнергию для потребителей первой ценовой категории АО «Барнаульская горэлектросеть» за июль 2021 г. (таблица 4.1) [157].

Средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию C_{CH1} , применяемая для расчета предельного уровня нерегулируемых цен для первой ценовой категории, рассчитывается следующей формуле:

$$C_{CH1} = C_{CH1} + \lambda C_{CHM} \quad (4.2)$$

C_{CH1} – средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная коммерческим оператором для соответствующей

щего гарантирующего поставщика по результатам конкурентных отборов на сутки вперед и для балансирования системы, руб./МВт·ч. Информация о значении данной величины публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен» – Далее выбирается участник розничного рынка электроэнергии и скачивается файл для выбранной компании [171];

C_{CHM} – средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке, определенная коммерческим оператором оптового рынка для соответствующего гарантирующего поставщика, руб./МВт. Информация о значении данной величины определяется аналогично с C_{CH1} на основании исходных данных, представленных в [171];

λ – коэффициент оплаты мощности потребителями (покупателями), осуществляющими расчеты по первой ценовой категории, 1/час. Данная величина определяется следующим образом:

$$\lambda = N_m / V_e \quad (4.3)$$

Где, интегральный показатель потребления мощности:

$$N_m = N_m^{\text{фо}} + N_m^{\text{рг}} - N_m^{\text{цк2,6}} - N_m^{\text{нас}},$$

$N_m^{\text{фо}}$ – объем фактического пикового потребления мощности, купленный на оптовом рынке, МВт;

$N_m^{\text{рг}}$ – объем фактического пикового потребления мощности на розничном рынке, МВт;

$N_m^{\text{цк2,6}}$ - объем потребления мощности потребителями по 2- 6 ЦК, МВт;

$N_m^{\text{нас}}$ – объем потребления мощности населением, МВт;

- интегральный показатель потребления электроэнергии:

$$V_e = V_e^{\text{фо}} + V_e^{\text{рг}} - V_e^{\text{цк2,6}} - V_e^{\text{нас}}$$

$V_e^{\text{фo}}$ – фактический объем покупки электрической энергии, купленный на оптовом рынке, $MВт\cdotч$;

$V_e^{\text{рг}}$ – фактический объем покупки электрической энергии, купленный на розничном рынке, $MВт\cdotч$;

$V_e^{\text{цк}2,6}$ – итоговый объем потребления электроэнергии потребителями 2-6 ЦК, $MВт\cdotч$;

$V_e^{\text{нас}}$ – объем потребления электроэнергии населением, $MВт\cdotч$.

Приведенные величины для расчета коэффициента оплаты мощности потребителями (покупателями), осуществляющими расчеты по первой ценовой категории, определяются на основании информации, публикуемой на официальном сайте гарантирующего поставщика. Так, например, для АО «Барнаульская горэлектросеть» данная информация содержится в разделе «Розничный рынок» – «Расчет нерегулируемой цены» – В размещаемом файле вкладка «расчет ср.нер.цены» [157].

2. Расчет тарифа для второй ценовой категории (2 ЦК)

Процедура расчета тарифа для второй ценовой категории аналогичен расчету тарифа для первой ценовой категории, но учитывается то обстоятельство, что средневзвешенная нерегулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке $C_{\text{ПНН}}$ дифференцирована по зонам суток расчетного периода: Пик, Полупик и Ночь либо Ночь и Пик.

Данная ценовая категория предполагается только для потребителей с максимальной мощностью до 670 кВт.

В качестве примера приведем механизм формирования нерегулируемой цены на электроэнергию для потребителей второй ценовой категории (потребители максимальной мощности менее 150 кВт) АО «Барнаульская горэлектросеть» за июль 2021 г. (таблица 4.2) [157]. Вторая ценовая категория применяется в том случае, когда приобретенная электрическая энергия (мощность) поступает на энергопринимающие устройства, оборудованные приборами учета, которые регистрируют потребление электрической энергии по зонам суток. Тогда

получается, что выражение (4.1) используется для каждой строки таблицы 4.2, т.е. для строк: «Ночь», «Полупик», «Пик».

Значение величины $C_{СНМ}$ публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен» – Далее выбирается участник розничного рынка электроэнергии и скачивается файл для выбранной компании [171].

Таблица 4.1 – Нерегулируемые цены на электроэнергию для потребителей первой ценовой категории

	Цена по уровню напряжения руб./МВт·ч				Предельный уровень нерегулируемых цен $C_{СНМ}$	Сбытовая надбавка $C_{СН}$	Инфраструктурные платежи $C_{ИП}$	Услуги по передаче электроэнергии			
	ВН	СН I	СН II	НН				ВН	СН I	СН II	НН
Предельный уровень нерегулируемых цен для диапазона максимальной мощности менее 670 кВт	3 860,24	552,81	4 803,39	5 834,26	2254	673,8	3,58	928,86	1621,43	1872,01	2902,88

Таблица 4.2 – Нерегулируемые цены на электроэнергию для потребителей второй ценовой категории

Зона суток	Цена по уровню напряжения руб./МВт·ч				Предельный уровень нерегулируемых цен $C_{ПН1}$	Сбытовая надбавка $C_{СН}$	Инфраструктурные платежи $C_{ИП}$	Услуги по передаче электроэнергии руб./МВт·ч			
	ВН	СН I	СН II	НН				ВН	СН I	СН II	НН
Ночь,	2 448,87	3 141,44	3 392,02	4 422,89	842,63	673,80	3,58	928,86	1 621,43	1 872,01	2 902,88
Полупик	3 974,49	4 667,06	4 917,64	5 948,51	2368,25	673,80	3,58	928,86	1 621,43	1 872,01	2 902,88
Пик	6 811,01	7 503,58	7 754,16	8 785,03	5204,77	673,80	3,58	928,86	1 621,43	1 872,01	2 902,88

3. Расчет тарифа для третьей ценовой категории (3 ЦК)

В данном случае тариф определяется как для поставляемой электроэнергии (4.4), так и для поставляемой мощности (4.5):

$$\mathcal{C}_{\text{ПНЗ}} = \mathcal{C}_{\text{СНЗ}} + \mathcal{C}_{\text{СЕТ}} + \mathcal{C}_{\text{ИП}} + \mathcal{C}_{\text{СН}} \quad (4.4)$$

$$\mathcal{C}_{\text{ПНМ}} = \mathcal{C}_{\text{СНМ}} \quad (4.5)$$

где $\mathcal{C}_{\text{ПНЗ}}$ – ставка за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен для третьей ценовой категории, в рамках которой ставка за электрическую энергию нерегулируемой цены применяется к фактически поставленному потребителю (покупателю), руб./МВт·ч;

$\mathcal{C}_{\text{СНЗ}}$ – дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентных отборов на сутки вперед, определенная и публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен» – Далее выбирается участник розничного рынка электроэнергии и скачивается файл для выбранной компании [171].

$\mathcal{C}_{\text{СЕТ}}$ – дифференцированный по уровням напряжения одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии с учетом стоимости нормативных технологических потерь электрической энергии в электрических сетях, руб./МВт·ч. Данный тариф на период 01.01.2021 – 31.12.2021 для Алтайского края опубликован в таблице №1 приложения к Решению № 556 от 29.12.2020 «О внесении изменений в решение управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 589» [132];

$\mathcal{C}_{\text{ИП}}$ – инфраструктурные платежи. Тарифы на инфраструктурные услуги размещены на официальном сайте коммерческого оператора оптового рынка АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам роз-

ничного рынка и ФСК» – «Стоимость услуг инфраструктурных организаций оптового рынка электроэнергии (по субъектам РФ)». При этом для определения цены инфраструктурных платежей за текущий месяц необходимо выбрать файл с соответствующей информацией за прошлый месяц [173]. В данном файле представлены необходимые стоимости платежей с разбивкой по контрагентам для оплаты. Для получения тарифа на инфраструктурные платежи необходимо разделить общую стоимость по выплатам всем контрагентам на величину фактического объема покупки электроэнергии на оптовом рынке. Фактический объем покупки электроэнергии на оптовом рынке гарантирующий поставщик публикует на своем официальном сайте. Например, для АО «Барнаульская горэлектросеть», такая информация представлена в разделе «Розничный рынок» – «Расчет нерегулируемой цены» – В размещаемом файле вкладка «Объем ээ», руб./МВт·ч [157];

C_{CH} – сбытовая надбавка гарантирующего поставщика электроэнергии, руб./МВт·ч. Сбытовые надбавки на период 01.01.2021 – 31.12.2021 для гарантирующих поставщиков Алтайского края опубликованы в приложении к Решению № 551 от 29.12.2020 Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов [134].

$C_{ПНМЗ}$ – ставка за мощность предельного уровня нерегулируемых цен для третьей ценовой категории, определяемая гарантирующим поставщиком в отношении поставляемого потребителю (покупателю) объема мощности, руб./МВт;

$C_{СНМ}$ – средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке, которая публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен» – Далее выбирается участник розничного рынка электроэнергии и скачивается файл для выбранной компании [171].

Таким образом, третья ценовая категория предназначена для объемов покупки электрической энергии, в отношении которых за расчетный период осуществляется почасовой учет (4.4) - (4.5), но не осуществляется почасовое планирование. Пример почасового дифференцируемого тарифа C_{CH3} на уровне напряжения НН для потребителей АО «Барнаульская горэлектросеть» за июль 2021 г. представлен в таблице 4.3 [157].

Таблица 4.3 – Пример почасового дифференцируемого тарифа C_{CH3} на уровне напряжения НН

Дата	Ставка, применяемая к фактическому почасовому объему покупки электрической энергии, отпущенному на уровне напряжения - НН (руб./МВт·ч без НДС)			
	0:00 – 1:00	1:00 – 2:00	23:00 – 0:00
1	4382,510	4376,990	4391,830
2	4 263,860	4268,400	4263,640
...
31	3580,260	3580,260	4192,390

4. Расчет тарифа для четвертой ценовой категории (4 ЦК)

Механизм расчета тарифа для четвертой ценовой категории аналогичен механизму расчета для третьей ценовой категории, но с учетом того, что тариф на услуги по передаче электроэнергии уже является двухставочным: отдельно тариф на стоимость оплаты технологических потерь электроэнергии в электрических сетях, и отдельно тариф на содержание электрических сетей:

$$C_{ПН4} = C_{CH4} + C_{СТП} + C_{ИП} + C_{СН} \quad (4.6)$$

$$C_{ПНМ} = C_{СНМ} \quad (4.7)$$

$$C_{ПС4} = C_{СТС} \quad (4.8)$$

где $C_{ПН4}$, аналогичен $C_{ПН1}$, C_{CH4} , соответственно, C_{CH4} , а величины $C_{ИП}$, $C_{СН}$, одни и те же для всех ценовых категорий.

$C_{ПНМ}$, $C_{СНМ}$ - величины, используемые при расчете тарифа для третьей ценовой категории выражение (4.5).

$C_{СТП}$ – дифференцированная по уровням напряжения ставка для определения расходов на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии в электрических сетях тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Данный тариф на период 01.01.2021 – 31.12.2021 для Алтайского края опубликован в таблице №1 приложения к Решению № 556

от 29.12.2020 «О внесении изменений в решение управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 589» [132];

$\text{Ц}_{\text{ПС4}}$ - предельный уровень стоимости содержания сети;

$\text{Ц}_{\text{СТС}}$ – дифференцированная по уровням напряжения ставка, отражающая удельную величину расходов на содержание электрических сетей, тарифа на услуги по передаче электрической энергии, установленного органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. Данный тариф на период 01.01.2021 – 31.12.2021 для Алтайского края опубликован в таблице №1 приложения к Решению № 556 от 29.12.2020 «О внесении изменений в решение управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 589» [132].

Величины $\text{Ц}_{\text{СН}}$, $\text{Ц}_{\text{ИП}}$, $\text{Ц}_{\text{СН}}$, $\text{Ц}_{\text{СНМ}}$ определяются по процедуре, описанной для третьей ценовой категорий.

5. Расчет тарифа для пятой ценовой категории (5 ЦК)

Механизм расчета тарифа для пятой ценовой категории схож с механизмом расчета тарифа для третьей ценовой категории, но с учетом того, что тариф на поставляемую электроэнергию является не постоянной, а планируемой для потребителя величиной:

$$\text{Ц}_{\text{ПН5}} = \text{Ц}_{\text{СРСВ}} + \text{Ц}_{\text{СЕТ}} + \text{Ц}_{\text{ИП}} + \text{Ц}_{\text{СН}} \quad (4.9)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПНП5}} = \text{Ц}_{\text{СВОПЧ}} \quad (4.10)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПНС5}} = \text{Ц}_{\text{СВОСЧ}} \quad (4.11)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПС5}} = \text{Ц}_{\text{СТС}} \quad (4.12)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПНН5}} = | \text{Ц}_{\text{РСВНБ}} | \quad (4.13)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПБР5}} = | \text{Ц}_{\text{БРНБ}} | \quad (4.14)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПНМ5}} = | \text{Ц}_{\text{СНМ}} | \quad (4.15)$$

где $\text{Ц}_{\text{ПН5}}$, $\text{Ц}_{\text{ПНП5}}$, $\text{Ц}_{\text{ПНС5}}$, $\text{Ц}_{\text{ПНН5}}$, $\text{Ц}_{\text{ПБР5}}$ – ставки за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен для пятой ценовой категории, руб./МВт·ч;

C_{CTC} , $C_{ИП}$, $C_{СН}$ – пояснены ранее;

$C_{ПН5}$ – ставка за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен, определяемая гарантирующим поставщиком для потребителей (покупателей), оплачиваемых поставки по пятой ценовой категории, в рамках которой ставка за электрическую энергию нерегулируемой цены применяется к фактически поставленному потребителю (покупателю), руб./МВт·ч;

$C_{СРСВ}$ – «рынок на сутки вперед», дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая коммерческим оператором оптового рынка по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, руб./МВт·ч. Данная информация публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен» – Далее выбирается участник розничного рынка электроэнергии и скачивается файл для выбранной компании [171];

$C_{ПНП5}$ – ставка за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен для пятой ценовой категории, в рамках которой ставка за электрическую энергию нерегулируемой цены применяется к *величине превышения фактического почасового объема покупки электрической энергии над соответствующим плановым почасовым объемом потребителя* (покупателя), руб./МВт·ч;

$C_{СВОПЧ}$ – дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая коммерческим оператором оптового рынка по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в отношении *объема превышения фактического потребления над плановым потреблением* и публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы» в разделе

«Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен» – Далее выбирается участник розничного рынка электроэнергии и скачивается файл для выбранной компании, руб./МВт·ч [171];

$C_{\text{ПНС5}}$ – ставка за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен для пятой ценовой категории, в рамках которой ставка за электрическую энергию нерегулируемой цены применяется к величине *превышения планового почасового объема покупки электрической энергии над соответствующим фактическим почасовым объемом потребителя* (покупателя), руб./МВт·ч;

$C_{\text{СВОСЧ}}$ – дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая коммерческим оператором оптового рынка по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в отношении *объема превышения планового потребления над фактическим потреблением* и публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен» – Далее выбирается участник розничного рынка электроэнергии и скачивается файл для выбранной компании, руб./МВт·ч [6];

$C_{\text{ПС5}}$ - предельный уровень стоимости содержания сети;

$C_{\text{ПНН5}}$ - ставка за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен для пятой ценовой категории, в рамках которой ставка за электрическую энергию нерегулируемой цены применяется к сумме плановых почасовых объемов покупки электрической энергии потребителя (покупателя) по нерегулируемой цене за расчетный период, определяемая гарантирующим поставщиком, руб./МВт·ч. В случае если $C_{\text{РСВНБ}} \geq 0$, указанная

ставка применяется в сторону увеличения суммарной стоимости электрической энергии (мощности), приобретенной потребителем (покупателем) по нерегулируемым ценам. В случае если $C_{PCBHB} < 0$, то указанная ставка применяется в сторону уменьшения суммарной стоимости электрической энергии (мощности), приобретенной потребителем (покупателем) по нерегулируемым ценам.

$C_{ПННБ} = |C_{PCBHB}|$ – приходящаяся на единицу электрической энергии абсолютная величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определенная коммерческим оператором оптового рынка и публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен» – Далее выбирается участник розничного рынка электроэнергии и скачивается файл для выбранной компании [171], руб./МВт·ч;

$C_{ПБР5}$ – ставка за электрическую энергию предельного уровня нерегулируемых цен для пятой ценовой категории, в рамках которой ставка за электрическую энергию нерегулируемой цены применяется к сумме абсолютных значений разностей фактических и плановых почасовых объемов покупки электрической энергии потребителя (покупателя) по нерегулируемой цене за расчетный период, определяемая гарантирующим поставщиком, руб./МВт·ч. В случае если $C_{БР.НЕБАЛАНС} \geq 0$, указанная ставка применяется в сторону увеличения суммарной стоимости электрической энергии (мощности), приобретенной потребителем (покупателем) по нерегулируемым ценам. В случае если $C_{БР.НЕБАЛАНС}$, указанная ставка применяется в сторону уменьшения суммарной стоимости электрической энергии (мощности), приобретенной потребителем (покупателем) по нерегулируемым ценам;

$\text{Ц}_{\text{БРНБ}}$ – приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы, определяемая коммерческим оператором оптового рынка и публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен» – Далее выбирается участник розничного рынка электроэнергии и скачивается файл для выбранной компании [171], *руб./МВт·ч*;

$\text{Ц}_{\text{ПНМ5}}$ – ставка за мощность, приобретаемую потребителем (покупателем), предельного уровня нерегулируемых цен для пятой ценовой категории, определяемая гарантирующим поставщиком в отношении поставляемого потребителю (покупателю) объема мощности по нерегулируемой цене, *руб./МВт*;

$\text{Ц}_{\text{СНМ}}$ – средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке, определенная коммерческим оператором в отношении гарантирующего поставщика и публикуется на официальном сайте АО «Администратор торговой системы» в разделе «Участникам оптового рынка и ФСК» – «Фактические данные для расчета предельных уровней нерегулируемых цен в ценовых зонах» – «Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен» – Далее выбирается участник розничного рынка электроэнергии и скачивается файл для выбранной компании [171], *руб./МВт*.

6. Расчет тарифа для шестой ценовой категории (6 ЦК)

Механизм расчета тарифа для шестой ценовой категории схож с механизмом расчета тарифа для четвертой ценовой категории (тариф на услуги по передаче электроэнергии является двухставочным: отдельно тариф на стоимость оплаты технологических потерь электроэнергии в электрических сетях, и отдельно тариф на содержание электрических сетей), но с учетом того, что

тариф на поставляемую электроэнергию является не постоянной, а планируемой для потребителя величиной:

$$\text{Ц}_{\text{ПН6}} = \text{Ц}_{\text{СРСВ}} + \text{Ц}_{\text{СЕТ}} + \text{Ц}_{\text{ИП}} + \text{Ц}_{\text{СН}} \quad (4.16)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПНП6}} = \text{Ц}_{\text{СВОПЧ}} \quad (4.17)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПНС6}} = \text{Ц}_{\text{СВОСЧ}} \quad (4.18)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПС6}} = \text{Ц}_{\text{СТС}} \quad (4.19)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПНН6}} = | \text{Ц}_{\text{РСВНБ}} | \quad (4.20)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПБР6}} = | \text{Ц}_{\text{БРНБ}} | \quad (4.21)$$

$$\text{Ц}_{\text{ПНМ6}} = | \text{Ц}_{\text{СНМ}} | \quad (4.22)$$

Все приведенные величины в формуле (5) уже пояснены ранее.

При выборе ценовой категории необходимо учитывать следующее [1]:

Ценовая категория определяется по группе точек поставки (ГТП) — по совокупности точек поставки в рамках границ балансовой принадлежности энергопринимающего устройства потребителя (совокупности энергопринимающих устройств потребителя, имеющих между собой электрические связи через принадлежащие потребителю объекты электросетевого хозяйства). Применяемые в практике ГП АО БГЭС ценовые категории представлены на рис. 4.4.

Широкий выбор вариантов — это лишь иллюзия. Величина цены - забота потребителя. Теперь он (особенно потребители более 670 кВт), может минимизировать цену, только посредством изменения режимов потребления, в том числе с использованием собственной генерации.

Для этого теперь необходимо:

- производить расчеты в целях определения целевых режимов потребления, выбирать ценовую категорию и контролировать расчёты гарантирующего поставщика для тех потребителей, чья величина максимальной мощности менее 670 кВт для применения ЦК2-ЦК6, обязательно тем потребителям, чья максимальная мощность свыше 670 кВт;

- производить почасовой технический учёт и налаживать регулярный мониторинг и регулирование: размера фактического потребления энергии в

дорогие и дешёвые часы, чтобы не переплачивать за «дорогую» электрическую энергию; размера резервируемой максимальной мощности, чтобы не переплачивать за резервирование;

– налаживать документооборот и отчётность в энергосбытовую организацию: о величине заявленной мощности — один раз в год; почасовом потреблении электроэнергии — ежедневно или раз в месяц, в зависимости от договора; выбранной ЦК на очередной месяц — ежемесячно, если потребитель каждый месяц будет её перевыбирать.

В противном случае переплата за электроэнергию будет гарантирована.

Таблица 4.4 Количество ценовых категорий за 2020 г.

№ п/п	Ценовая категория	Количество точек поставки	количество договоров
1.	1 ЦК	33032	8050
2.	2 ЦК	100	3
3.	3 ЦК	187	33
4.	4 ЦК	452	7
5.	5 ЦК	0	0
6.	6 ЦК	0	0
	ИТОГО	33771	8093

Информация по ценовым категориям ООО «Барнаульский Водоканал»

В рамках 2020 года ООО «Барнаульский Водоканал» приобретал электроэнергию и мощность у АО «Барнаульская горэлектросеть» по первой (1 ЦК) и третьей (3 ЦК) ценовым категориям.

Тарифы на электроэнергию по первой ценовой категории (1 ЦК) определялись:

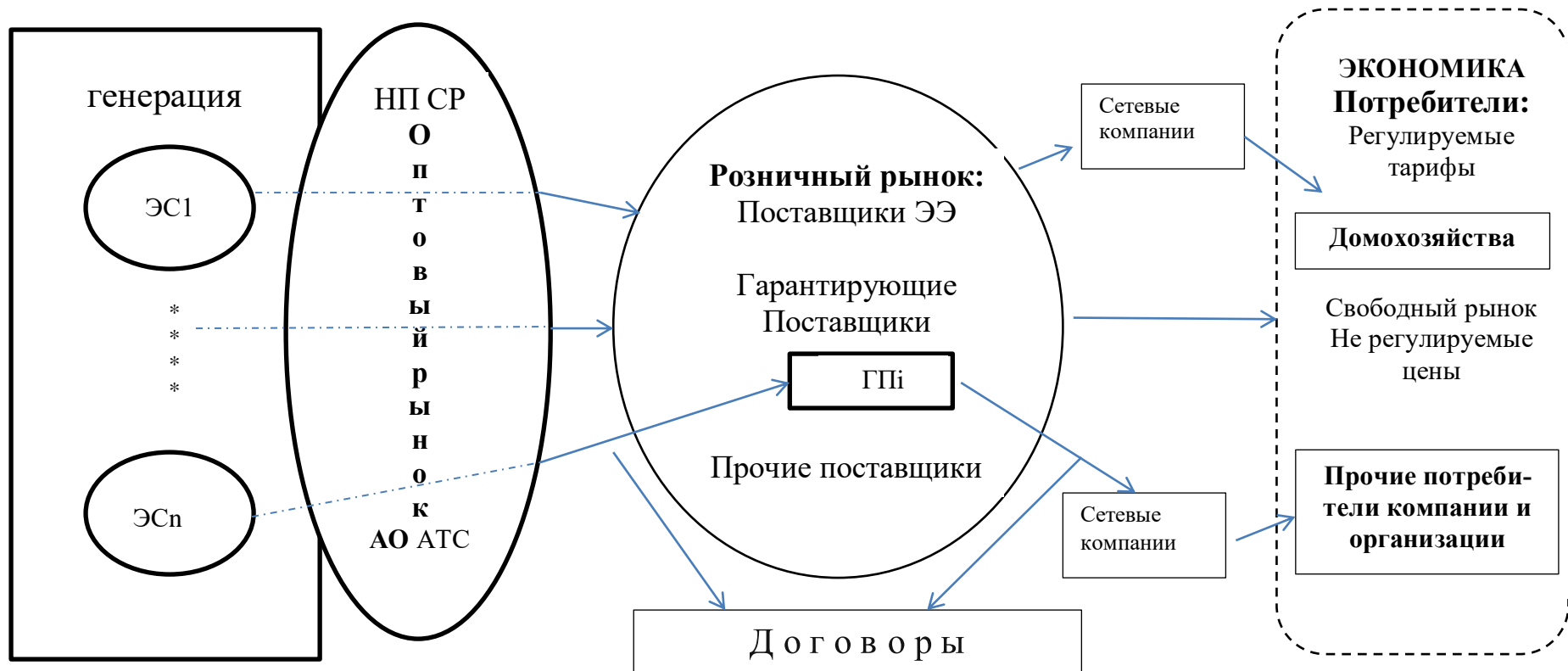
1) В рамках тарифов на услуги по передаче электрической энергии: Решения Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 589;

2) В рамках сбытовой надбавки гарантирующего поставщика: Решения Управления Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов от 27.12.2019 № 584.

4.2. Системное представление взаимодействия участников электроэнергетического рынка

В разделе 3 настоящего диссертационного исследования описаны: среда, условия, механизмы и участники процесса выработки и поставки электроэнергии. На наш взгляд, совпадающий с мнением многих специалистов [8, 14, 28, 76, 91] рыночные реформы электроэнергетики не дали ожидаемых результатов (конкурентное снижение цен). Напротив, был запущен процесс роста тарифов, появились технологические сбои, отрасль электроэнергетики в значительной степени усложнилась за счет появления большого числа посреднических, инфраструктурных, регулирующих компаний, огромного числа инструкций, правил, норм, законов, распоряжений и т.п. Это объясняется тем, что отрасль специфична, если ее рассматривать с позиции классического товарного рынка, то в ней нет условно изолированных продавцов и покупателей. И те и другие замыкаются и связаны технологически и непосредственно сетями передачи электроэнергии. Поэтому когда в чистом виде рынок у реформаторов не получился стали изобретать всевозможные заменители: советы рынка, сетевые компании и прочее. На рис. 4.1 представлена принципиальная схема снабжения экономики электроэнергией. Естественно, что практическая, реальная система электроснабжения значительно сложнее. Необходимо учитывать региональный аспект, взаимодействие по горизонтали и вертикали значительного числа участников, самостоятельных частных компаний, филиалов, представительств (например, в Алтайском крае их более 100). Однако для исследования экономического взаимодействия участников в звене «поставщик – потребитель» и оптимизации затрат передачи электроэнергии с целью снижения цен и тарифов или не допущения их неуправляемого роста можно использовать инструменты экономико-математического

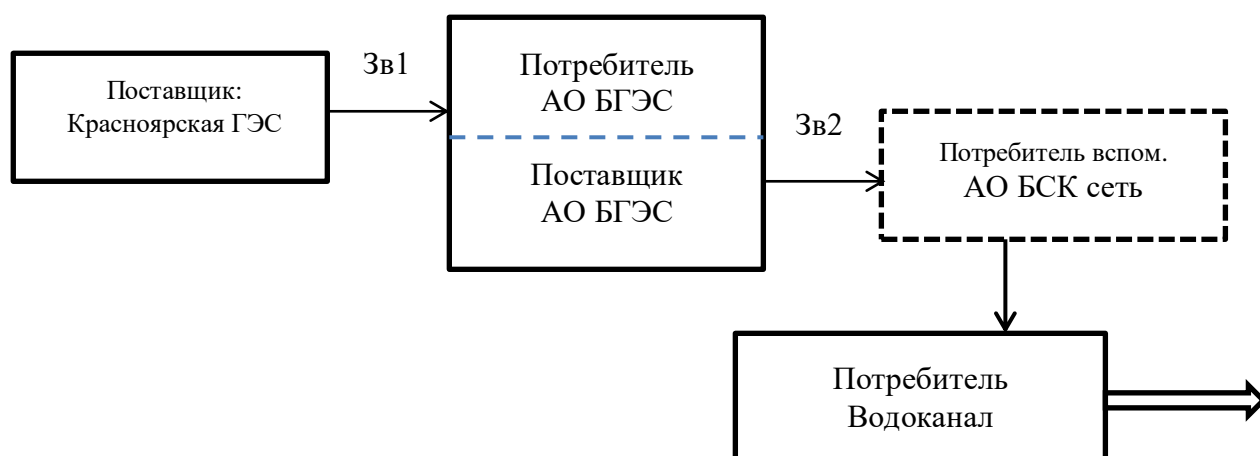
моделирования, теоретические основы которых были изложены во втором разделе настоящего диссертационного исследования.



$ЭС_1 \dots ЭС_n$ – генерирующие электростанции; ЭЭ – электроэнергия; ГП – гарантирующий поставщик; НП СР – некоммерческое партнерство «Совет рынка»; АО АТС – администратор торговой сети

Рис.4.1 Принципиальная схема движения электроэнергии от генерации до потребителя

При этом в настоящей диссертации предполагается использовать два подхода системного рассмотрения вертикального взаимодействия участников снабжения электроэнергией потребителей. Согласно работам [105, 108, 112, 113] это модели «затраты - продажи» и на основе исследований работ [138, 139] модели равновесных трансфертных цен. Для этого необходимо выделить всех участников процесса, определить основные звенья вертикальных взаимодействий и используя формальную постановку задачи, осуществленную во втором разделе настоящего диссертационного исследования сформировать информационную базу моделирования. На рис.4.2 представлены условные звенья поставки электроэнергии от генерации до конечного потребителя, в качестве которого выбран Барнаульский Водоканал один из крупнейших в регионе потребителей электроэнергии в своем производстве. По сути, рис. 4.2 конкретизирует общую схему поставки электроэнергии для конкретных компаний участников оптового и розничного рынка электроэнергии. Согласно технологии и организации системы поставок электроэнергии этими предприятиями видим два звена: звено 1 (Зв1 на схеме) Красноярская ГЭС – АО БГЭС (потребитель); звено 2 (Зв 2 на схеме) АО БГЭС (поставщик) - Водоканал через промежуточного потребителя-поставщика АО Барнаульской сетевой компании (АО БСК). Поскольку доставить электроэнергию можно только по сетям, то чисто технологически владелец сетей АО БСК включается в схему энергопоставки и условно выступает и как поставщик и как потребитель одновременно.



В Рис. 4.2 Звенья взаимодействия электроэнергетики и экономики условного объединения АО БГЭС и АО БСК в единого поставщика скорректировав цену поставки для Водоканала добавлением к цене АО БГЭС цены услуг АО БСК. Для модели затраты-продажи. Экономика поставщика, формально представлена в разделе 2 настоящего диссертационного исследования соотношениями (2.1) –(2.5), параметры и переменные описаны в табл. 2.3 как для модели поставщика, так и для модели потребителя.

$$V_1 = C_1 X_1 \quad (4.23)$$

$$Z_1 = zz_1 X_1 + CZ_1 \quad (4.24)$$

$$P_1 = V_1 - Z_1 = C_1 X_1 - (zz_1 X_1 + CZ_1) = (C_1 - zz_1)X_1 - CZ_1 \quad (4.25)$$

$$X_{o1} = CZ_1 / (C_1 - zz_1) \quad (4.26)$$

$$P_{m1} = (C_1 - zz_1)$$

В нашем конкретном случае первым поставщиком, на основании имеющихся договоров у ГП АО «Барнаульская горэлектросеть» является Красноярская ГЭС. Первым потребителем, согласно рис. 4.1 является представитель оптового рынка, гарантирующий поставщик - ГП АО «Барнаульская горэлектросеть», соотношения общей модели описаны (2.5) – (2.8). Тогда для ГП АО БГЭС модель представлена соотношениями (4.27) – (4.30)

$$W_1 = \Pi_1 Y_1 \quad (4.27)$$

$$S_1 = ss_1 Y_1 + CS_1 \quad (4.28)$$

$$F_1 = W_1 - S_1 = \Pi_1 Y_1 - (ss_1 Y_1 + CS_1) = (\Pi_1 - ss_1)Y_1 - CS_1 \quad (4.29)$$

$$Y_{o1} = CS_1 / (\Pi_1 - ss_1) \quad (4.30)$$

$$F_{m1} = (\Pi_1 - ss_1)$$

Как показано в [105, 113] экономика потребителя, применительно к рассматриваемому случаю, существенно зависит от особенностей поставки, т.е. от объема X_1 и цены C_1 продукции поставщика. Эту зависимость можно формально выразить как функции от указанных параметров модели постав-

щика, в частности: цена продаж потребителя зависит от цены продукции поставщика и от объема и качества поставки

$$C_1 = C_1(C_1, X_1). \quad (4.31)$$

Аналогично переменные затраты потребителя зависят от цены и объема поставки продукции поставщиком

$$ss_1 = ss_1(C_1, X_1). \quad (4.32)$$

Такая зависимость характеризуется тем, что стоимость затрат потребителя S_1 , которая определяется тарифом C_1 и объемом поставки X_1 составляет существенную долю в структуре производственных затрат. Параметры модели (4.23) - (4.26) ОРЭМ как цена поставки электроэнергии и мощности берется из информационной модели (см. табл. 4.5). Данные в строках 6, 7, 15 и 16 взяты из отчетных данных АО «БГЭС», приложение 8. В основу данных (строки 4 и 5) табл. 4.5. взяты усредненные данные Красноярской ГЭС, поскольку значительный объем электроэнергии, АО «БГЭС», согласно годовым отчетам, покупает у Красноярской ГЭС. Аналогичные данные ГП БГЭС (строки 13 и 14) табл. 4.4 определены по отчетным данным, приложение 8. Все остальные позиции (строки табл.4.5) рассчитаны с использованием модели первого звена соотношения (4.23) – (4.30). При этом цены, используемые в модельных расчетах, в соответствии с параграфом 4.1 настоящей диссертации [134, 157, 171] согласованы с устанавливаемыми ограничениями государства на свободные цены по одноставочному или двуставочному тарифу для 2020 г. [171] .

Таблица 4.5 Информационная модель компаний первого звена: поставщика –ОРЭМ, потребителя ГП АО БГЭС*

№ п/п	параметры и переменные	Наименование идентификаторов переменных и параметров	Единица измерения	значение
Данные ОРЭМ (поставщик 1)				
1.	V_1	Объем продаж поставщика	руб.	1 280 300 000
2.	Z_1	Общие затраты поставщика	руб.	1 155 290 000
3.	P_1	Прибыль поставщика	руб.	125 000 000
4.	zz_1	Переменные затраты поставщика	Руб/ Квт/час	0,7442
5.	CZ_1	Постоянные затраты поставщика	Тыс.руб.	292 414
6.	X_1	Объем продукции поставщика	Квт/час	1 550 000 000

7.	C_1	Цена продукции поставщика	руб./ Квт/час	0,826
8.	XO_1	Точка безубыточности поставщика	Квт/час	3 566 024
9.	Pm_1	Маржинальная прибыль на единицу продукции поставщика	руб	0,082
Данные АО Барнаульская горэлектросеть (потребитель)**				
10	W_1	Объем продаж потребителя	руб.	5 685 225 000
11.	S_1	Общие затраты потребителя	руб.	5 372 036 000
12	F_1	Прибыль потребителя	руб.	313 189
13.	ss_1	Переменные затраты потребителя	руб Квт/час.	(0, 826 $K_1+2,52$)
14.	CS_1	Постоянные затраты потребителя	руб.	176 858 000
15.	Y_1	Объем продукции потребителя	Квт/час	1 550 000 000
16.	$Ц_1$	Цена продукции потребителя	руб.	3,94
17.	YO_1	Точка безубыточности потребителя	Квт/час.	552 000 000
18.	Fm_1	Маржинальная прибыль на единицу продукции потребителя	руб./ Квт/час	0,318

*сформирована на основании [234,242,245, 246, 255,262] и приложения 8.

** Поскольку БГЭС потребитель совмещен с БГЭС поставщиком, то вся экономика и расчеты по модели осуществляются во втором звене БГЭС-поставщик. Для модели БГЭС потребитель показана только покупка ЭЭ и затраты на эту покупку. Все остальные данные являются условными.

Где K_1 – коэффициент повышения цены, рассчитывается как отношение текущей цены к базовой плюс 1., т.е. $K_1 = C_{i-1} / C_i + 1$.

Переменные затраты потребителя, в этом звене ГП БГЭС, строка 13 табл. 4.5 определяются суммой, в которой первое слагаемое это цена покупки электроэнергии и мощности, а вторая собственные переменные затраты, строка 13, столбец – «значение».

Сформируем информационную базу для второго звена взаимодействия, в таблице 4.6.

Таблица 4.6 Информационная модель компаний второго звена: поставщика - ГП АО БГЭС и потребителя - АО Барнаульский водоканал**

№ п/п	параметры и переменные	Наименование идентификаторов переменных и параметров	Единица измерения	значение
Данные АО Барнаульская горэлектросеть (поставщик 1)				
1.	V_2	Объем продаж поставщика	руб.	77 665 265,62
2.	Z_2	Общие затраты поставщика	руб.	75255267
3.	P_2	Прибыль поставщика	руб.	2 409 998,6
4.	zz_2	Переменные затраты поставщика	руб./ Квт/час	3,7
5.	CZ_2	Постоянные затраты поставщика	руб.	2 332 913,30
6.	X_2	Объем продукции поставщика	Квт/час	19 731 444
7.	C_2	Цена продукции поставщика	руб.	3,94

8.	XO_2	Точка безубыточности поставщика	Квт/час	3 566 024
9.	Pm_2	Маржинальная прибыль на единицу продукции поставщика	Руб/ Квт/час с	0,082
Данные АО Росводоканал Барнаул (потребитель)				
10	W_2	Объем продаж потребителя	руб.	1773366000
11.	S_2	Общие затраты потребителя	руб.	5 488 555 000
12	F_2	Прибыль потребителя	руб.	187 303 000
13.	ss_2	Переменные затраты потребителя	руб.	3,94K ₂ +9,071
14.	CS_2	Постоянные затраты потребителя	руб.	415194000
15.	Y_2	Объем продукции потребителя	м ³	91 227 000
16.	$Ц_2$	Цена продукции потребителя	руб.	17,4
17.	Y_{o2}	Точка безубыточности потребителя	м ³	1 965 088 000
18.	Fm_2	Маржинальная прибыль на единицу продукции потребителя	руб.	0.09

** сформирована на основании [242,245, 246, 255, 258, 262

В таблице 4.6, строка 13 «переменные затраты» аналогично табл.4.5 учитывается переменный характер цены поставщика и собственные переменные затраты в расчете на 1 киловатт электроэнергии.

Исходные данные для формирования информационной базы моделей «затраты – продажи» (таблицы 4.5 и 4.6) взяты из приложений 4, 5, 6, 7, 8 и материалов 3-его раздела настоящей диссертации, в том числе, из результатов обследования автора настоящей диссертации объекта исследования: генерирующих компаний АО «Красноярская ГЭС» и ОАО «ТЭЦ 3», АО «БГЭС», АО «Росводоканал Барнаул». Цель моделирования в первом звене установить, как будут меняться базовые характеристики потребителя от изменения условий поставки поставщиком. К базовым характеристикам потребителя, в первом случае для первого звена относим, ГП АО БГЭС относим: прибыль F_1 ; переменные затраты ss_1 и постоянные затраты CS_1 ; точку безубыточности Y_{o1} ; цену $Ц_1$; экономическая рентабельность F_1/S_1 . Во втором, для Зв2, АО Барнаульский водоканал - прибыль F_2 ; переменные - ss_2 и постоянные затраты - CS_2 ; точка безубыточности Y_{o2} ; цена $Ц_2$; экономическая рентабельность F_2/S_2 . (см. соотношения (4.26) и (4.30)).

Для проведения экспериментальных расчетов необходимо сформировать план эксперимента. Учитывая линейность функциональных зависимостей соотношений моделей, достаточно рассмотреть изменение параметров поставки от возможно минимального значения, среднего значения и возможно максимального значения. Значения параметров в плане эксперимента, естественно, определяются нормативными ограничениями и документами, определяющими механизмы изменения свободных цен на поставку электроэнергии. Базовые модели взаимодействия представлены соотношениями (4.33) –(4.47)

Базовая Модель первого звена взаимодействия

$$V1 = 0,826 X1 \quad (4.33)$$

$$Z1 = 0,7442 X1 + 292 414 \quad (4.34)$$

$$P1 = = 0,082 X1 - 292 414 \quad (4.35)$$

$$X1o1 = 292 414/0,082 = 3 566 024$$

$$W1 = 3,67 Y1 \quad (4.36)$$

$$S1 = 3,352 Y1 + 176 858 000 \quad (4.37)$$

$$F1 = 0,318 Y1 - 176 858 000 \quad (4.38)$$

$$Yo1 = 176 858 000 /0,318 = 552 000 000 \quad (4.39)$$

→ Базовая модель второго звена взаимодействия.

$$V2 = 17,4X2 \quad (4.40)$$

$$Z2 = 13,011X2 + 415194000 \quad (4.41)$$

$$F1 = 0,318 X2 - 176 858 000 \quad (4.42)$$

$$X2o1 = 176 858 000 /0,318 = 552 000 000 \quad (4.43)$$

$$W2= 3,67 Y1 \quad (4.44)$$

$$S1 = 3,352 Y1 + 176 858 000 \quad (4.45)$$

$$F1 = 0,318 Y1 - 176 858 000 \quad (4.46)$$

$$Yo1 = 176 858 000 /0,318 = 552 000 000 \quad (4.47)$$

В настоящее время при проведении экспериментальных расчетов в научно-практических исследованиях (статьях, прогнозах развития, диссертациях) достаточно часто ограничиваются тремя вариантами расчетов: базовым, пессимистическим и оптимистическим, с достаточно высокой долей вероятности, полагая, что промежуточные результаты находятся в общем тренде процесса. В этом контексте, учитывая линейность основных соотношений модели, сформируем план эксперимента для модели (4.33) –(4.47) так

же для трех вариантов, см. табл. 4.7. Базовый вариант, основывается на принятых правилами оптового и розничного рынка [132, 134, 157, 171, 178] процедурах ценообразования и законодательными ограничениями. Пессимистический вариант носит двоякий характер: этот вариант условно «плохой» для потребителя (в нашем случае АО «Водоканал»), поскольку основан на высоких ценах поставки Электроэнергии и мощности, и, условно хороший для поставщика, ГП «Барнаульской Горэлектросети». Для оптимистического варианта все наоборот, параметры моделирования будут более благоприятны для потребителя и более жесткие для поставщика.

Таблица 4.7 План эксперимента моделирования взаимодействия
(исходные параметры моделирования)

№ п/п	Варианты	Параметры ОРЭМ	Параметры БГЭС - потребитель	Параметры БГЭС - поставщик	Потребитель АО Росводоканал
1	2	3	4	5	6
<i>Базовый вариант</i>					
1.	Цена поставки руб, Квт/час (руб/м3)	0,826	0,826	3,94	17,4
	Переменные затраты, руб Квт/час	0,7442	0	3,7	13,011
	Объем поставки, Квт	1550 000 000	1 550 000 000	19 731 444	91 227 000
	Постоянные затраты, руб	292414	176858 000	2332913,3	415194000
	Оборот. Средства руб	1 155 290 000	5372036000	75255267	5372036000
<i>Пессимистический вариант</i>					
2.	Цена поставки руб, Квт/час(руб/м3)	0,826	0,826	4,98	17,4
	Переменные затраты, руб Квт/час	0,7442	0	3,90	14,01
	Объем поставки, Квт, м ³	1550 000 000	1550000 000	19 731 444	91 227 000
	Постоянные затраты, руб	292414	5372036000	2332913,3	456713000
	Оборот. Средства, руб	1 155 290 000	5372036000	75255267	7 657 000 000
			75255267	5 372 036 000	
<i>Оптимистический вариант</i>					
3.	Цена поставки	0,826	0	4.44	18,1

	руб,Квт/час(руб/м3)				
	Переменные затраты, руб Квт/час	0,7442	1550000 000	3,7	13,51
	Объем поставки, Квт, м ³	1550 000 000	176858 000	19 731 444	91 227 000
	Постоянные затраты, руб	292414	5372036000	2332913,3	415194000
	Оборот. средства, руб	1 155 290 000		75255267	266987002

Описание пессимистического варианта. Параметры поставки с оптового рынка не меняем, так их влияние на экономику ГП БГЭС понятно, увеличение цен на электроэнергию приведет к увеличению общих затрат поставщика, в принципе любые изменения параметров поставки со стороны ОРЭМ легко учитываются в параметрах БГЭС. Поэтому сосредоточимся на изменениях параметров поставки в звене ГП БГЭС – АО «Росводоканал». Опираясь на анализ практических данных, см. раздел 3, параграф 3.1 настоящего диссертационного исследования, можем установить рост цен поставки в пределах 15% - 30%. Примем изменение цены на 25%, тогда значение цены поставки изменится с 3,9 до 4,9 руб./квт.час (см. табл.4.6, строки 5 и 6). В табл. 4.7 приведены итоги моделирования взаимодействия участников в двух звеньях процесса энергопоставки по основным характеристикам: объему продаж (V_1); общим затратам (Z_1); прибыли (P_1), а также показаны некоторые изменения цен ГП.

Таблица 4.8 Итоги моделирования взаимодействия базовый вариант

параметры	ОРЭМ	БГЭС покупатель	БГЭС поставщик	Водоканал
V_1 (руб)	1280300000	5415858000	77 741 889,36	1782575580
Z_1 (руб)	1 155 290 000	5415858000	75339256,1	1620393897
P_1 (руб)	125 000 000	0	2 402 633,26	162181683
zz_1 (руб/)	0,7442	3,38	3,7	13,211
CZ_1 (руб)	292 414	176858000	2332913,3	415194000
X_1 (квт, м ³)	1 550 000 000	1550000000	19731444	91227000
C_1 (руб)	0,826	3,67	3,94	19,54

X _{o1}	0,082	0,318		
P _{m1}	1280300000	5415858000	9720472,083	

При этом в процессе взаимодействия параметры поставки могут претерпевать изменения: инфляция, изменение цен на энергоносители, повышение заработной платы, инвестиции и т.п. для потребителя, находящегося под жестким регулированием со стороны региональной власти, установлен предел повышения цен до 15%. В табл. 4.9 показаны результаты стратегии выхода потребителя на положительный итог по прибыли при повышении цены поставки со стороны гарантирующего поставщика. Для пессимистического варианта важно проверить как отразится на экономике потребителя рост цен и затрат поставщика, при этом важно рассмотреть необходимость повышения услуг потребителя (увеличение водоочистки и водоснабжения) и каких затрат это потребует.

Таблица 4. 9 Итоги моделирования взаимодействия базовый вариант

Параметры	БГЭС По- ставщик	Водоканал	Водоканал	Водоканал
V ₁ (руб)	81628983,83	1871704359	1960833138	1962348327
Z ₁ (руб)	79339510,24	1962262770	1962262770	1962262770
P ₁ (руб)	2289473,593	-90558410,79	-1429631,79	85557,453
zz ₁ (руб/)	3,885	16,27577	16,27577	16,27577
CZ ₁ (руб)	2682850,295	477473100	477473100	477473100
X ₁ (квт, м ³)	19731444	91227000	91227000	91227000
C ₁ (руб)	4,137	20,517	21,494	21,510609
X _{o1}	81628983,83	1871704359	1960833138	1962348327
P _{m1}	79339510,24	1962262770	1962262770	1962262770

Описание итогов моделирования по пессимистическому сценарию.

В табл. 4.10 приведены результаты моделирования поставки электроэнергии по варианту, когда потребителю разрешена более высокая предельная ставка его тарифа (т.е. Водоканалу разрешается повышать цену при отрицательной прибыли).

Таблица 4.10 Итоги моделирования взаимодействия:
пессимистический сценарий

Параметры	БГЭС Поставщик	Водоканал	Водоканал	Водоканал	Водоканал
V_1 (руб)	102603508,8	1600121580	1680127659	1734803813	1826081736
Z_1 (руб)	79285544,9	1734803270	1826030270	1826030270	1826030270
P_1 (руб)	23317963,9	-134681690	-145902611,00	-91226456,61	51466,3
zz_1 (руб/)	3,9	15,01	15,01	15,01	15,01
CZ_1 (руб)	2332913,3	456713000	456713000	456713000,00	456713000,00
X_1 (квт, м ³)	19731444	91227000	91227000	91227000,00	91227000,00
C_1 (руб)	5,2	17,54	18,417	19,0163418	20,02

На рис. 4.3 показана динамика сближения себестоимости и объема продаж путем увеличения цены у потребителем

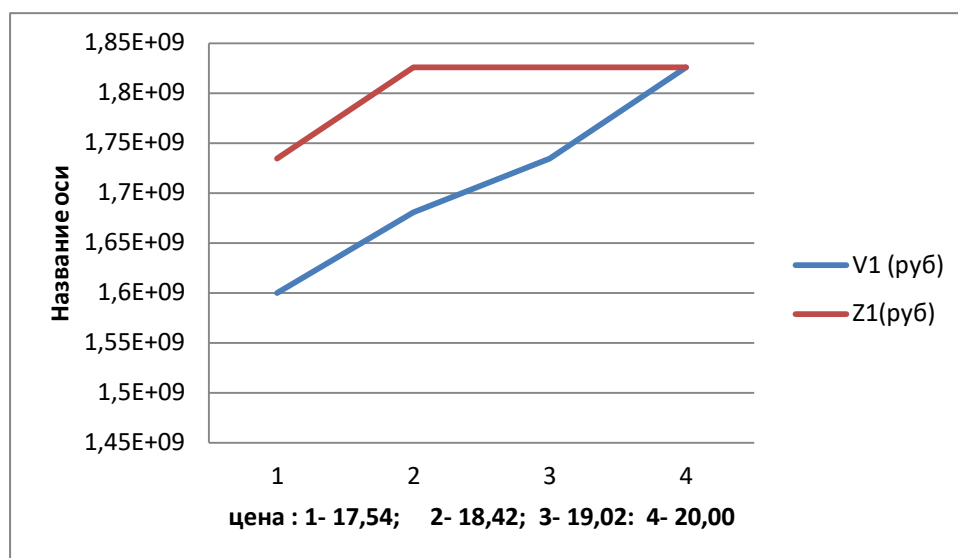


Рис. 4.3 Реакция экономики потребителя на изменение цены поставки

Где V_1 – объем продаж АО «Росводоканал» - потребитель, Z_1 – Общие затраты АО «Росводоканал».

Из рис. 4.3 видно как сближаются кривые продаж и затрат при повышении цены продукции потребителя, а так же видна достаточно сильная прямая зависимость экономических параметров поставщика и потребителя, в частности, такая зависимость характеризуется крутизной кривых на рис. 4.3.

Оптимистический сценарий. В данном варианте моделирования стояла задача выявить и показать степень зависимости экономики потребителя от действий энергопоставляющей компании, в частности, выраженной хитросплетениями ценообразования, с одной стороны, и с другой, - выявить источники повышения цен и увеличения тарифов. Наша гипотеза для этого варианта моделирования состоит в том, что естественная инфляция, обусловленная колебаниями мировых цен на энергоносители, колебаниями курсов валют и другими макроэкономическими показателями не имеет решающего влияния на энерготариф, поскольку корректировка текущих цен для всех объектов экономики осуществляется более менее согласовано и скоординированно, поэтому повышение тарифа компенсируется повышением цены товара потребителя. На самом деле размер энерготарифа, включая стоимость мощности, определяется сложными правилами организации оптового и розничного рынков: конкурентный отбор, ценовые зоны, специфические агенты, некоммерческие партнерства, администраторы торговой сети, финансовые центры, система ограничений, регулируемые не регулируемые тарифы и т.д и т.п. Как представляется если вернуться к организации РАО ЕЭС советского времени, то можно сделать вывод, что расчет цен и тарифов был намного проще и эффективнее. В рамках той организации можно было бы только улучшить процесс учета и контроля электропотребления. Процесс введения новых генерирующих мощностей не испытывал никаких трудностей, в достаточном количестве строились и гидростанции и атомные станции, чего не скажешь о постреформационном периоде функционирования электроэнергетики. Финансовые источники инвестирования формировались естественно-плановым образом, без специально придуманных оплат разными потребителями, так называемой мощности (фактически вынужденная добавка к цене на электроэнергию, обусловленной необходимостью воспроизводства у собственника активов). Однако в подлинно рыночных условиях эта задача решается по-другому: источники воспроизводства формируются в цене продукции и (или)

за счет заемного капитала. По нашему мнению, можно использовать механизм платы за мощность, но только в случае скоординированных действий ввода новых производств, как у поставщика, так и у потребителя электроэнергии, в противном случае, фактически, потребитель экономически неоправданно замораживает свои активы на счетах поставщика электроэнергии, а сам вынужден привлекать ресурсы на кредитных рынках. Очевидно, что в отношениях экономики и энергетики присутствует явный дисбаланс, перекос в пользу энергетики. Однако этот дисбаланс, не играет в пользу электроэнергетической отрасли как фактор развития, это подтверждается результатами анализа финансово-экономической информации генерирующих и поставляющих электроэнергию компаний, см. раздел 3.3 и 3.4 настоящего диссертационного исследования. В их отчетных документах за десятилетия не отмечены крупные инвестиционные вложения в новые активы. Анализ организационных перестроений электроэнергетики, дробление системы на множество компаний и продажа акций юридическим и физическим лицам привело к появлению нескольких ступеней или звеньев поставок от генерации до потребления электроэнергии. Как известно отношения поставщик – потребитель между юридическими лицами сопровождается транзакционными издержками [138, 139], к которым, кроме прочих, следует отнести и уплату НДС (по крайней мере, как следствие обменных операций по существующему законодательству), чем больше звеньев поставок, тем больше актов уплаты НДС, которые учитываются в цене поставки. Поскольку цены и тарифы для потребителя определяются с помощью инфраструктурных компаний (см. параграф 4.1 настоящего раздела) то в цене на электроэнергию и мощность содержится $C_{инф}$ – инфраструктурные платежи, соотношения (4.5), (4.6), (4.9), (4,16). Кроме того, цена поставки должна учитывать интерес и притязания держателей акций энергетических корпораций. Отсюда менеджмент энергетических компаний стремится обеспечивать высокую норму прибыли, не столько на вложенный капитал, сколько на законодательное право

получать дивиденды каждым обладателем акций. Дивиденды начисляются как процент от чистой прибыли и зависят только от решения акционеров. Все эти обстоятельства были учтены в моделировании взаимодействий по оптимистическому сценарию. В таблице 4.11 показаны исходные параметры моделирования, когда БГЭС устанавливает не регулируемую цену на уровне 4.44 руб. за кВт.

Таблица 4.11 Итоги моделирования оптимистический вариант, по ценам поставщика

Обозначение	БГЭС поставщик	Водоканал	Водоканал
V ₁ (руб)	87607611,36	1600121580	1689189770
Z ₁ (руб)	79285544,9	1689189770	1689189770
P ₁ (руб)	8322066,46	-89 068 190,00 Р	0
zz ₁ (руб/)	3,9	13,51	13,51
CZ ₁ (руб)	2332913,3	456713000	456713000
X ₁ (квт),(м ³)	19731444	91227000	91227000
C ₁ (руб)	4,44	17,54	18,51633584

Видно, что при такой цене Водоканал терпит убыток в сумме 89 068 190,00 руб. На рис.4.4 показана динамика показателей потребителя, в зависимости от цены поставщика.

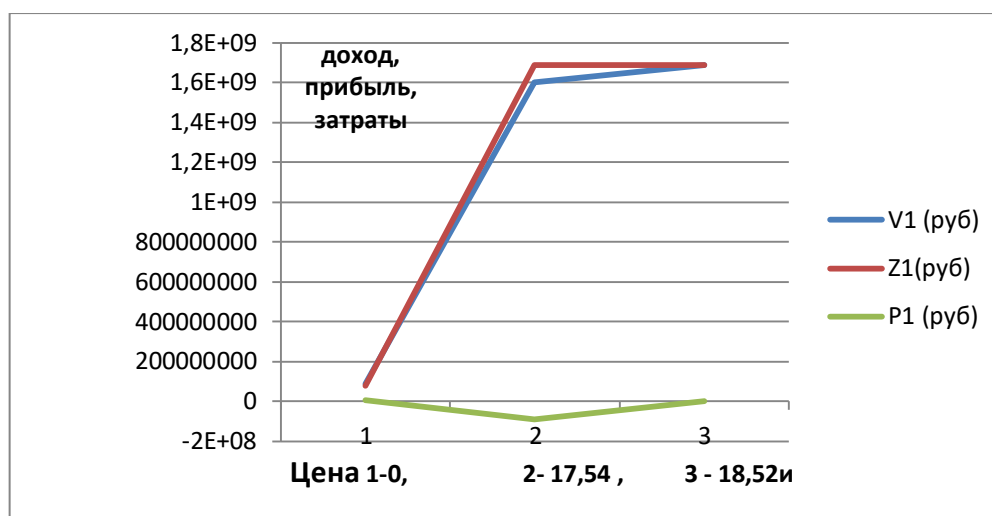


Рис. 4.4 Реакция экономики потребителя на повышение цены поставки

В табл. 4.12 приводятся результаты расчета для условно интегрированных поставщика и потребителя, когда многие транзакционные издержки равны нулю.

Таблица 4.12 Итоги моделирования оптимистический вариант, по компромиссным ценам

Обозначение	БГЭС поставщик	Водоканал	Водоканал	Водоканал
V_1 (руб)	74466469,66	1 600 121 580,00	1 508 894 580,00	1 414 018 500,00
Z_1 (руб)	69257368,44	1 096 823 621,97	1 096 823 621,97	1 096 823 621,97
P_1 (руб)	5209101,22	503 297 958,03	412 070 958,03	317 194 878,03
zz_1 (руб/)	3,51	12	12	12
CZ_1 (руб)	2099621,97	2099621,97	2099621,97	2099621,97
X_1 (квт, м ³)	19731444	91227000	91227000	91227000
C_1 (руб)	3,774	17,54	16,54	15,5

В частности, в цену не включаются инфраструктурные затраты, затраты на маркетинг, составление и заключение договоров и т.п. При этом затраты потребителя не изменяются. Цена продукции потребителя последовательно снижается для проверки чувствительности снижения прибыли потребителя от снижения его отпускной цены. Как видим из табл. 4.12 и рис. 4.5 даже небольшое снижение цены поставки существенно улучшает динамику экономических показателей потребителя: объем продаж - V_1 , затрат - Z_1 и прибыли P_1 .

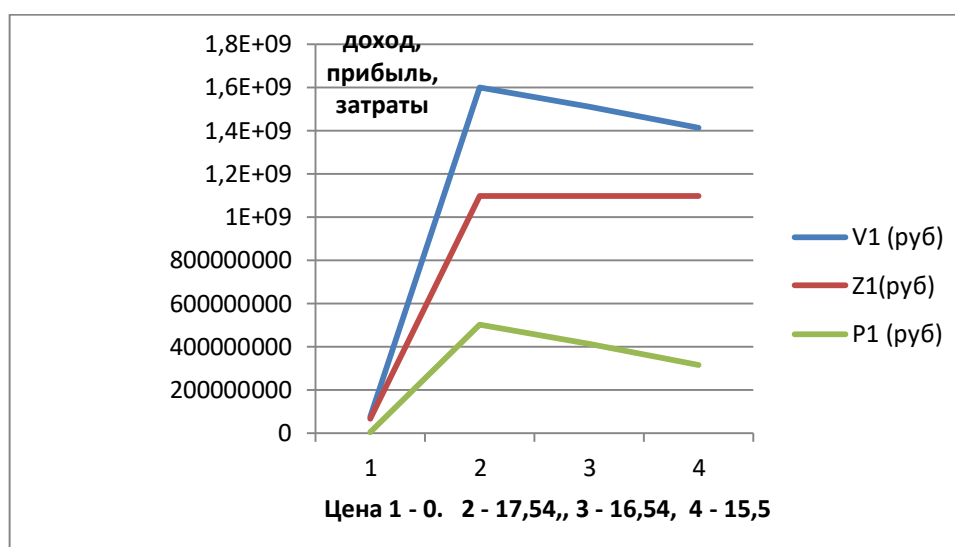


Рис. 4.4 Реакция экономики потребителя на повышение цены поставки

Как показали наши исследования, использование модели «затраты-продажи» является достаточно адекватным инструментарием анализа ряда аспектов взаимодействия поставщика и потребителя в процессах поставки электроэнергии и мощности. В рамках плана эксперимента были рассмотрены несколько вариантов моделирования, в которых проверялись комбинации начальных параметров поставщиков и потребителей, таких как цена поставки, затраты у контрагентов, влияние цены электроэнергии на затраты потребителя и ряд других. Недостатком модели «затраты-продажи» является ее достаточно общий подход к описанию объекта исследования, с опорой на основные параметры: цена, переменные затраты, постоянные затраты. Однако при прочих ограничениях, данная модель позволяет анализировать многие важные характеристики предприятия, такие как: объем продаж, прибыль, безубыточность, рентабельность и т.п.

4.3 Оценка взаимодействия на основе модели равновесных трансфертных цен

Продолжим анализ механизма взаимодействия поставщика и потребителя электроэнергии на розничном рынке. Как ранее было показано, в настоящем диссертационном исследовании, в процессе трансформационных преобразований РАО ЕЭС и, в частности, ее региональные, дочерние компании были разделены на более мелкие и зарегистрированы как самостоятельные юридические лица. Такое разделение вызвало целую систему взаимодействий: генерирующих компаний, гарантирующих поставщиков, сетевых компаний, потребителей, инфраструктурных компаний и т.д. Как известно взаимодействия юридических лиц (особенно неоправданные, лишние) сопровождается транзакционными издержками [9, 68, 97, 183], что увеличивает производственные затраты взаимодействующих сторон, и, как следствие, повышает тарифы на электроэнергию. Учитывая многофакторность модели А. Плезинского, включающей в себя ряд параметров, которые отражают взаимо-

действие экономик контрагентов, то такая модель достаточно адекватна для инструментального исследования процедур взаимодействия поставщика и потребителя электроэнергии. Для организации процесса моделирования сформируем информационную базу первичных данных и параметров, см. табл. 4.13.

Таблица 4.13 Исходные данные модели трансфертных цен для поставщика – ГП АО БГЭС и потребителя – АО Барнаульский водоканал

№	Наименование переменных	Значение переменных и параметров БГЭС	Значение переменных и параметров Водоканал
1	2	3	4
1	Балансовая прибыль БГЭС d , Водоканал db тыс. руб.	90000,00	85000,00
2	Ставка налога на прибыль r , rb	0,20	0,20
3	Ставка НДС n , nb	0,200	0,20
4	Ставка трансферта q	$0 \leq q \leq 0,3$	$1 \leq q \leq 0,3$
5	Альтернативная стоимость капитала e	0,10	0,11
6	Объем закупленной продукции в расчетном периоде O , тыс. руб.	232022,00	232022,00
7	Величина трансферта H , тыс. руб.	$0 < H < O$	$0 < H < O$
8	Процентная ставка по кредиту p	0,12	0,12
9	Собственные оборотные средства Φ тыс. руб.	468560,500	238824

Источниками данных табл.4.13 являются первичные документы, корпоративные отчеты компаний, нормативно-правовые акты и правила АТС, приведенные в приложениях 1-11.

Описание данных.

1. Балансовая прибыль БГЭС - d , Водоканал – db . Основой расчета данных показателей явились балансы и финансовые отчеты компаний приложение 7, приложение 8 и аналитические данные раздела 3 настоящей диссертации. Особенностью этих показателей является то, что, БГЭС при взаимодействии с Водоканалом использует только часть своих активов, поэтому

балансовая прибыль в сумме 90000,00 тыс. руб. характеризует годовой итоговый результат БГЭС только от поставок электроэнергии и мощности Водоканалу. При определении балансовой прибыли Водоканала учитывалось, что затраты на электроэнергию и мощность у него составляет 16% от всей суммы оборотных активов, поэтому 85000,00 тыс. руб. это та прибыль, которая генерируется этой частью оборотных активов.

2. Ставки налога на прибыль и ставка НДС определялись по действующему законодательству.

3. Ставка трансферта q – переменная которая определяет оптимальность взаимодействия указанных контрагентов и должна быть определена по итогам моделирования. На первом этапе задаются пределы изменения для обеих компаний $0 \leq q \leq 0,3$, если, моделирование покажет, что оптимальное решение не лежит в данных границах, то, в плане эксперимента данная граница может быть изменена, например, до уровня $0 \leq q \leq 0,5$.

4. Альтернативная стоимость капитала. Определение данного параметра обусловлено характером взаимодействующих компаний, в частности, их практически полной зависимостью от географического рынка, их миссии и государственного подчинения. Не тот ни другой партнер не вправе изменить характер деятельности и произвольно поставлять электроэнергию по своему ограничению, так же это касается и Водоканала. Тем не менее, альтернативные варианты существуют, и их стоимость приведена в табл. 4.13, строка 5.

5. Объем закупленной продукции в расчетном периоде O , тыс. руб. Определен по отчетным данным, приложения 7 и 8.

6. Величина трансферта H , тыс. руб. Задается планом эксперимента, определяется как объем первоначально не оплачиваемой продукции в стоимостной форме. Параметр H будет показан ниже при моделировании.

7. Процентная ставка по кредиту p определена по отчетным данным компаний.

8. Собственные оборотные средства Φ тыс. руб. Определены на основании приложений 7, 8, отчетных данных предприятий и результатов исследований, проведенных в настоящей диссертации. Для БГЭС это доля оборотных активов, затрачиваемая на поставку электроэнергии для Водоканала, а для последнего – это примерно 16% от всего объема оборотных активов. Причем здесь учитывалась их активная часть, без дебиторской задолженности и части запасов.

Напомним, что модели трансфертных цен основаны коммерческом кредитовании поставщиком потребителя в начале периода поставки с последующим возмещением этого кредита с определенным процентом (ставкой трансферта). Установление величины такого кредита и ставки трансферта влияет на определение оборотных активов, как поставщика, так и потребителя. Очевидно, что вариантов размера коммерческого кредита, как и ставки трансферта может быть множество. Поэтому для эффективной организации моделирования необходимо произвести планирование эксперимента.

Из всего множества вариантов формируем четыре, накрывающие крайние и средние значения моделируемых значений с определенным интервалом, что позволяет построить тенденцию в виде непрерывной гладкой кривой путем интерполяции. Построение таких кривых для АО БГЭС (поставщик) и Росводоканал, Барнаул (потребитель) позволяет найти оптимальную трансфертную цену на электроэнергию АО БГЭС, поставляемую Росводоканалу, Барнаул и величину трансферта, заданную нормативными ограничениями прибыльности поставщика - АО БГЭС. Объем поставляемой электроэнергии (продукции АО БГЭС) определяет объем электроэнергии, покупаемой Росводоканалом, чтобы рассчитать сумму трансферта H нами используется прием, основанный на введении промежуточного коэффициента «неоплачиваемой продукции» - γ , тогда величина трансферта определяется как

$$H = \gamma O \quad (4.48)$$

Таблица 4.14 Задание начальных параметров моделирования

трансфертного взаимодействия

Номер варианта	Значение коэффициента неоплачиваемой продукции - γ	Значение коэффициента трансферта q	Рентабельность оборотных активов БГЭС g_1	Рентабельность оборотных активов Водоканал g_2
1	2	3	4	5
1	0,3	0,1	0,165	0,130
2	0,4	0,2	0,165	0,130
3	0,5	0,25	0,165	0,130
4	0,6	0,3	0,165	0,130

Описание основных параметров вариантов.

1) Используя данные таблиц 4.13 (строка 6) и 4.14 (Значение коэффициент неоплачиваемой продукции γ) рассчитаем объем неоплачиваемой продукции и трансфертную цену. Учитывая, что $O = 232022,0$ тыс.руб., а процент неоплачиваемой продукции для первого варианта, $\gamma_1 = 30\%$, следовательно, объем неоплачиваемой продукции (величина трансферта) $b_1 = 0,3 O = 232022,0 * 0,3 = 69606,600$ тыс. руб., а трансфертная цена $H_1 = O - b_1 = 232022,000 - 69606,600$ тыс. = $398953,900$ тыс. руб.

2) Для 2-го варианта берем $\gamma_2 = 40\%$, Тогда $b_2 = 232022,000 * 0,4 = 92808,800$ тыс. руб., тогда трансфертная цена $O - b_2 = 232022,000 - 92808,800 = 375751,700$ тыс. руб.

3) Третий вариант – $\gamma_3 = 50\%$, $b_3 = 232022,000 * 0,5 = 116011,000$ тыс. руб., при такой величине трансфертная цена $b_3 = 232022,000 - 116011,000 = 116011,00$ тыс.руб.

4) Для четвертого варианта $\gamma_4 = 60\%$, следовательно, $b_4 = 232022,000 * 0,6 = 139213,200$ тыс. руб., при такой величине трансфертная цена равна $232022,000 - 139213,200 = 92808,800$ тыс. руб. Ставка трансферта для каждого варианта задана в табл.4.14.

Используя таблицы 4.13 и 4.14 рассчитаем собственные оборотные фонды для БГЭС – поставщика и Водоканала -потребителя в условиях

трансфертного взаимодействия. Если ставка трансферта $q_i > 0$, то такое взаимодействие определяет величину оборотных активов, как у поставщика, так и у потребителя. Величина оборотных активов поставщика (БГЭС) e_i определяется следующим образом: Рентабельность оборотных активов по продажам для обеих компаний, приведены в табл. 4.13, столбцы 4 и 5. Затем, зная величину трансферта H_i , можем рассчитать увеличение объема оборотных активов для БГЭС формуле: $\Phi_i = \Phi + g_1 * H_i$. Изменение Φ_b у Водоканала определяем по формуле $H_b = \Phi_b + (O - g_2 * H)$, g_2 - табл. 4.14, столбец 5. Значение оборотных активов, в условиях трансферта, приведены в табл. 4.15, столбцы 2 и 3.

Таблице 4.15 Корректировка оборотных активов участников в условиях трансфертных поставок (тыс. руб.)

доля неоплачиваемой продукции γ	Данные БГЭС		Данные Водоканала	
	Величина трансферта $H = O * \gamma$	Размер обо- ротных акти- вов Φ_i	Величина трансферта $H = O * \gamma$	Размер обо- ротных акти- вов Φ_j
1	2	3	4	5
0,3	69606,6	142682,029	69606,6	323279,242
0,4	92808,8	146510,392	92808,8	317246,67
0,5	116011,0	150338,755	116011,0	314230,384
0,6	139213,2	154167,118	139213,2	314230,384

Рассчитываем чистую прибыль f_1 для БГЭС с учетом альтернативных издержек по четырем вариантам H (табл. 4.15) и γ (табл.4.16) для каждого варианта по формуле .

$$f_i(q, H, \Phi) = d(\lambda) + (1-r)(1-e)(q-e)H + (p(1-n)-e)\Phi = \quad (4.49)$$

$$0,8 * 0,1 * (q-0,1) * 69606,6 + (0,1 * 0,8 - 0,1) * 142682,029 = \\ = 0,8(0,1 - (0,8q)) 69606,6 + (0,1 * 0,8 - 0,1) * 238824$$

Все параметры и переменные выражения (4.49) описаны в настоящем параграфе и табл. 4.13. Исходные данные для расчета по этой модели взяты из таблиц 4.13, 4.14, 4.15. Итоговые расчеты моделирования представлены в табл. 4.16.

Таблица 4.16 Чистая прибыль БГЭС в условиях трансфертных цен, (тыс. руб.)

доля неоплачиваемой продукции γ	Ставка трансферта (q)			
	0,1	0,15	0,25	0,3
1	2	3	4	5
0,3	89429,27	91684,52572	96946,78	99452,62
0,4	89413,96	92755,07523	99437,31	102778,43
0,5	89398,64	93575,04098	101927,83	106104,23
0,6	89383,33	94395,00673	104418,36	109430,03

Аналогичный расчет прибыли для потребителя, Водоканала производится по модели, выражение (4.50)

$$fj(q, Hb, \Phi b) = db(\lambda b) + (1-r)(p-(1-n)q)Hb + (p(1-n)-e)\Phi b \quad (4.50)$$

Данные для расчета по этой модели так же взяты из таблиц 4.13, 4.14, 4.15. Итоговые расчеты моделирования представлены в табл. 4.17.

Как утверждают авторы работ [113, 139] механизм трансфертного взаимодействия выгоден для юридически самостоятельных участников, в условиях увеличения чистой прибыли как у поставщика, так и у потребителя, или, по крайней мере, не уменьшение прибыли поставщика и потребителя при применении этого механизма. Однако этот механизм, а точнее модель механизма трансфертных, выражения (4.49) и (4.50) цен можно использовать для анализа методов снижения трансакционных затрат в звеньях взаимодействующих партнеров.

Таблица 4.17. Чистая прибыль Водоканала в условиях трансфертных цен, (тыс. руб.)

доля неоплачиваемой продукции γ	Ставка трансферта (q)			
	0,1	0,15	0,25	0,3
1	2	3	4	5
0,3	89346,50	87119,09	82664,26	80436,85
0,4	89717,73	86747,85	80808,09	77838,21
0,5	90028,64	86316,29	78891,59	75179,23
0,6	90369,72	85914,89	77005,25	72550,43

Важность такого снижения для электроэнергетической отрасли при взаимодействии с экономикой трудно переоценить. В рамках данного диссертационного исследования, в предыдущих разделах, были убедительно показаны издержки трансформации отрасли, которые обусловлены постоянным ростом тарифов на поставляемую электроэнергию и мощность. Существенным вкладом в этот рост являются как раз трансакционные издержки и издержки «лишних звеньев» взаимодействий контрагентов. В частности, такие лишние звенья увеличивают издержки за счет: НДС, начислений налога на прибыль, затрат корпоративного управления (стремление увеличить прибыль для увеличения дивидендов), организационных издержек (оплата всевозможных инфраструктурных услуг, которые находятся в структуре тарифа, см. соотношения (4.1), (4.4), (4.9), (4.16)) и т.д. Эффект от сокращения этих, в общем то организационных затрат, естественно вызовет сокращение себестоимости, а следовательно уменьшению темпа роста тарифов.

В нашем случае, моделируемый эффект трансфертного взаимодействия, в настоящей диссертации измеряется увеличением чистой прибыли БГЭС и Водоканала в результате использования только трансфертных цен в сравнении с чистой прибыли в условиях взаимодействия по рыночным ценам без изменения технологических состояний поставщика-БГЭС и потребителя_Водоканала. Тогда эффект механизма трансфертных цен для БГЭС и Водоканала можно определить как прирост чистой прибыли $\Delta f = f - d$, покажем расчет прироста для БГЭС: данные первой строки и первого столбца табл. 4.16,

получаем: $f = 88581,03$ (табл. 4.16); $d = 90000$ (табл. 4.13). Процент не оплачиваемой продукции $\gamma = 0,3$, $q = 0,1$.

$$\Delta f = f - d = 88581,03 - 90000 = -1418,97$$

Таблица 4.18. Общий прирост прибыли БГЭС в условиях трансфертных цен, (тыс. руб.)

Доля неоплаченной продукции γ	Ставка трансферта (q)			
	0,1	0,15	0,25	0,3
0,3	-570,73	1684,53	6946,78	9452,62
0,4	-586,04	2755,08	9437,31	12778,43
0,5	-601,36	3575,04	11927,83	16104,23
0,6	-616,67	4395,01	14418,36	19430,03

Аналогично для Водоканала, прирост чистой прибыли $\Delta fb = fb - db$. Исходные данные табл. 4.13, 4.17. $\gamma = 0,3$, $qb = 0,1$, $db = 85000$.

$$\Delta fb = fb - db = 90733,35 - 85000 = 5733,35 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета эффектов у БГЭС и Водоканала приведены в табл. 4.19.

Таблица 4.19. Общий прирост прибыли Водоканала в условиях трансфертных цен, (тыс. руб.)

Доля неоплаченной продукции γ	Ставка трансферта (q)			
	0,1	0,15	0,25	0,3
0,3	4346,50	2119,09	-2335,74	-4563,15
0,4	4717,73	1747,85	-4191,91	-7161,79
0,5	5028,64	1316,29	-6108,41	-9820,77
0,6	5369,72	914,89	-7994,75	-12449,57

Для определения оптимальной ставки трансферта q_{oi} для каждого значения доли неоплачиваемой продукции γ_i , $i = 1, 2, 3, 4$. (см. первый столбец, табл. 4.18 и 4.19) необходимо решить уравнение, отражающее ситуацию равенства дополнительной прибыли БГЭС-поставщика, дополнительной прибыли Водоканала-потребителя относительно неизвестной ставки трансферта q и параметров N (доли неоплачиваемой продукции) и Φ (необходимых для транс-

ферта обоотных активов). Все остальные параметры выражения (4.51) известны и содержатся в табл. 4.13.

$(1-r)(1-e)(q-e)H+(p(1-n)-e)\Phi = (1-r)(p-(1-n)q)Hb+(p(1-n)-e)\Phi b =$ (4.51)
 $= (1-0,2)(1-0,1)(q-0,1)69606,6+(0,12(1-0,8)-0,1) 89429,27 = (1-0,2)(0,12-(1-0,2)q) 69606,6+((0,12)(0,8)-0,1) 89346,50$. Для $\gamma = 0,3$ заменим буквы на цифры в выражении (4.51). Найденное в результате решения уравнения значение $q_i = q_{0i} = 0,15$, и для обоих участников $\Delta f = 2032,5$

Таблица 4.20 Добавленная расчетная прибыль у БГЭС и Водоканала при $\gamma=30\%$ $PR=30\%$, (тыс. руб.)

№	участники	Оптимальное решение $q = 0,15$	Ставка трансферта (q)			
			0,11	0,15	0,25	0,3
1	Δf БГЭС	2032,5	-570,73	1684,53	6946,78	9452,62
2	Δf Водоканал	2032,5	4346,50	2119,09	2335,74	-4563,15

*Процент первоначально неоплачиваемой продукции

Для более наглядного представления поведения чистой прибыли БГЭС и Водоканала в зависимости от ставки трансферта q в рамках механизма трансфертных цен для $\gamma=30\%$ построим график взаимной динамики дополнительной прибыли (см. рис. 4.5).

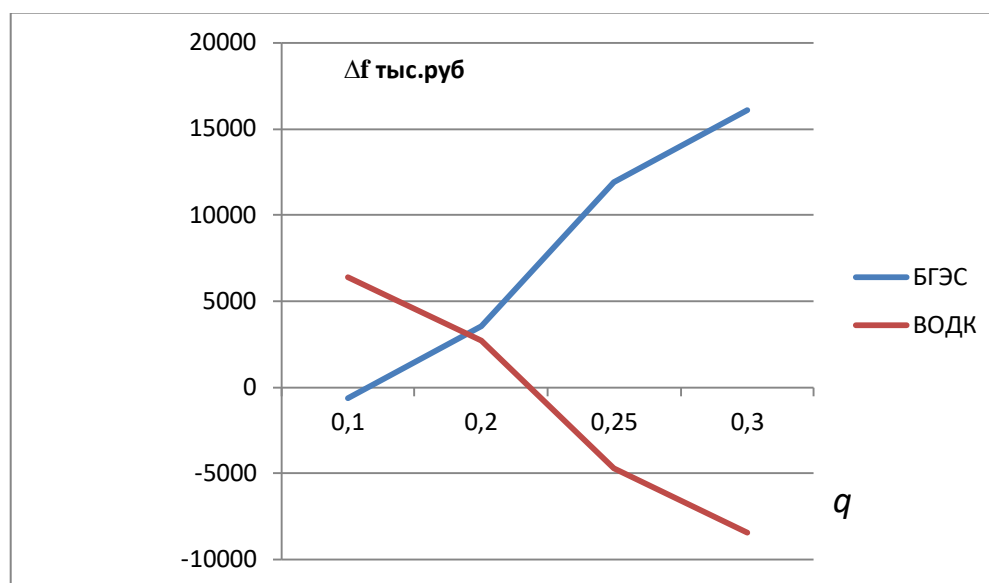


Рис. 4.5 Динамика прироста чистой прибыли БГЭС и Водоканала при $\gamma = 30\%$

Аналогичные расчеты проведем для Δf БГЭС и Водоканала при $q=40\%$ и отразим результаты в таблице 4.21.

Таблица 4.21 Добавленная расчетная прибыль у БГЭС и Водоканала при $\gamma=40\%$, (тыс. руб.)

№	участники	Оптимальное решение $q = 0,14$	Ставка трансферта (q)			
			0,11	0,15	0,25	0,3
1	Δf БГЭС	2221,84	-586,04	2755,08	9437,31	12778,43
2	Δf Водоканал	2221,84	4717,73	1747,85	-4191,91	-7161,79

Графическую зависимость прироста чистой прибыли Δf БГЭС и Водоканала от ставки трансферта q в механизме трансфертных цен при $\gamma = 40\%$ покажем на рисунке 4.6.

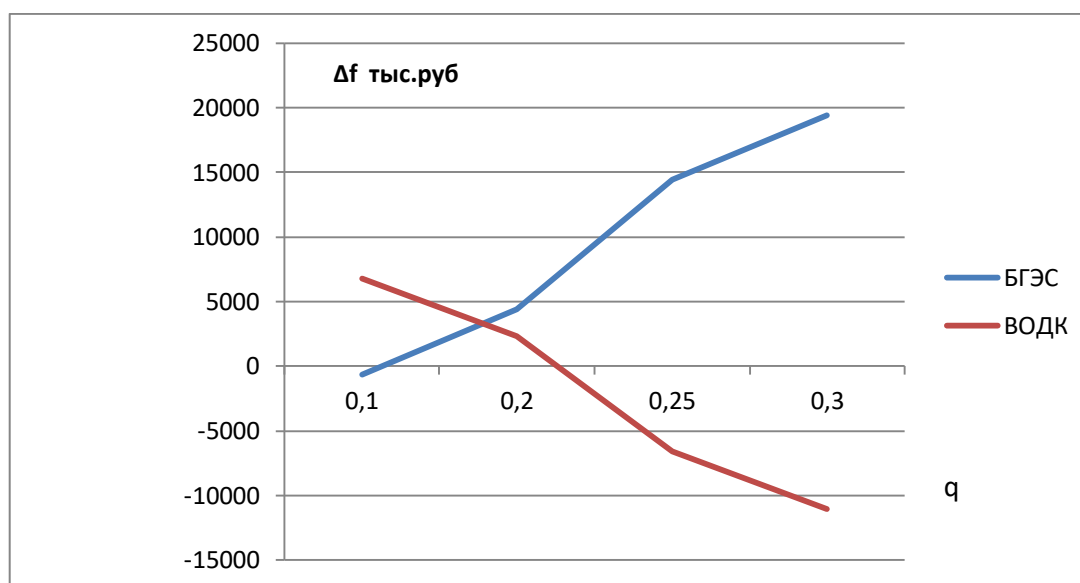


Рис. 4.6. Динамика прироста чистой прибыли БГЭС и Водоканала при $\gamma = 40\%$

Аналогичные расчеты проведем для расчета Δf БГЭС и Водоканала при $q=50\%$ и сформируем таблицу 4.22.

Таблица 4.22 Добавленная расчетная прибыль у БГЭС и Водоканала

при $\gamma=50\%$, (тыс. руб.)

№	участники	Оптимальное решение $q = 0,136$	Ставка трансферта (q)			
			0,11	0,15	0,25	0,3
1	Δf БГЭС	2379,23	601,36	3575,04	11927,8	16104,23
2	Δf Водоканал	2379,23	5028,64	1316,29	-6108,41	-9820,77

Покажем зависимость от ставки трансферта прироста чистой прибыли БГЭС и Водоканала от использования механизма трансфертных цен при $q=50\%$ на рис. 4.7.

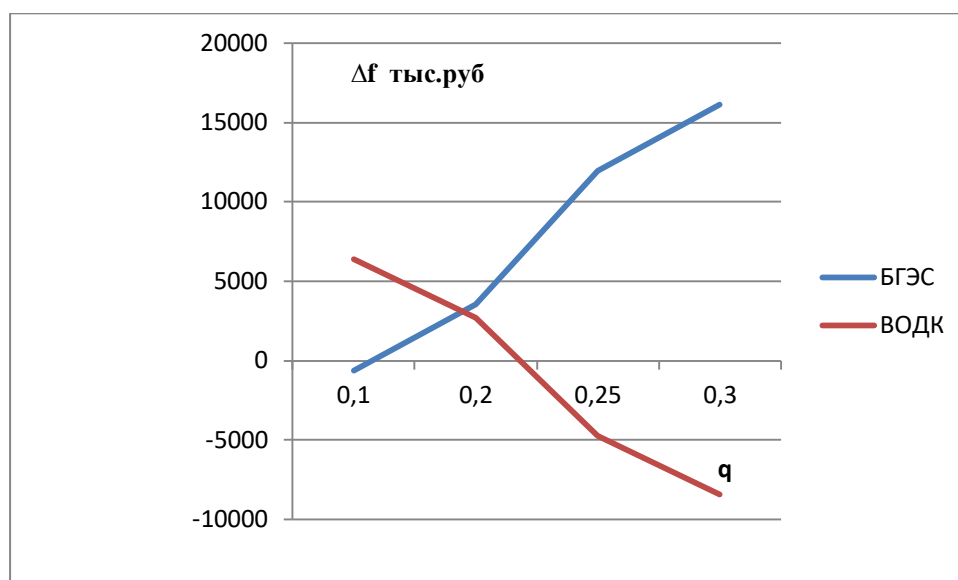


Рис. 4.6. Динамика прироста чистой прибыли БГЭС и Водоканала при $\gamma = 50\%$

Проведем последние расчеты по определению БГЭС и Водоканала при $\gamma = 60\%$ отражена в таблице 4.23.

Таблица 4.23 Добавленная расчетная прибыль у БГЭС и Водоканала при $\gamma=60\%$, (тыс. руб.)

№	участники	Оптимальное решение $q = 0,132$	Ставка трансферта (q)			
			0,11	0,15	0,25	0,3

1	Δf БГЭС	2552,6	-616,67	4395,01	14418,36	19430,03
2	Δf Водоканал	2552,6	5369,72	914,89	-7994,75	-12449,57

Покажем зависимость от ставки трансферта прироста чистой прибыли БГЭС и Водоканала от использования механизма трансфертных цен при существенно увеличенном размере коэффициента неоплаченной продукции $\gamma=60\%$. Динамика взаимного изменения дополнительной прибыли участников представлена на рис. 4.7.

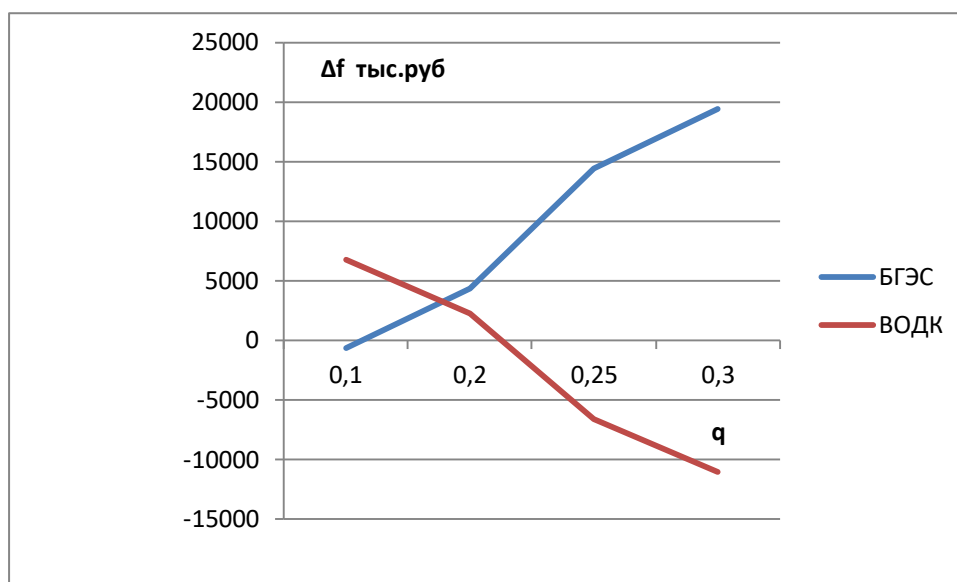


Рис. 4.7. Динамика прироста чистой прибыли БГЭС и Водоканала при $\gamma = 60\%$

Рассчитав прирост чистой прибыли для каждого варианта и рассмотрев зависимость этой прибыли от ставки трансферта можно сделать вывод, что максимальный прирост прибыли (2 198 тыс. руб.) достигается при четвертом варианте, где величина трансферта равна 60% от суммы поставки и ставка трансферта $\gamma = 0,1747$.

Таблица 4.24 Выбор оптимального варианта механизма трансфертных цен

№ п/п	Варианты решений	Размер оптимальной прибыли при различных процентах трансферта			
		30	40	50	60

1	Ставка трансферта q_0	0,15	0,14	0,136	0,132
2	Оптимальная прибыль БГЭС (тыс. руб.)	2032,5	2221,84	2379,23	2552,6
3	Оптимальная прибыль Водоканала (тыс. руб.)	2032,5	2221,84	2379,23	2552,6
4	Параметры решения (q, γ)	Вариант при ставке трансферта $q_0 = 0,132$ и $\gamma = 60$			

При развитии финансового рынка механизм трансфертных цен дает увеличение прибыли каждому агенту при любом соотношении их средств и потребностей в оборотных фондах. Для неразвитого финансового рынка эффекты механизма для участников положительны в случае кредитоспособного поставщика или (и) недостатка средств потребителя.

Выводы по четвертой главе.

1. Описан механизм и стратегия «рыночной» трансформации электроэнергетики, которые явились следствием перехода экономики РФ к рынку, приведшей к модели «раздатка». Попытка искусственно создать рыночных агентов электроэнергетики, разорвав технологически связанные производственные подсистемы и заставить их конкурировать, фактически, провалилась. Были показаны причины такого провала и ложные, научно не обоснованные концептуальные подходы создания электроэнергетического конкурентного рынка.

2. Показано, что одним из негативных итогов реформ электроэнергетики стал сложный механизм ценообразования, характеризующийся многими правилами, процедурами, условиями и ограничениями, при этом не существует четких процедур и формализованных методов определения цены на электроэнергию в звеньях поставок на розничных рынках. Автором осуществлена формализация механизма ценообразования на основе системы математических соотношений и процедур, дающих четкий ответ как определять цену поставки электроэнергии для соответствующего договора между Гарантирующим поставщиком и потребителем.

3. Были использованы два подхода системного рассмотрения вертикального взаимодействия участников снабжения электроэнергией потребителей: это модели «затраты - продажи» и модели равновесных трансфертных цен. Определены все участники, основные звенья вертикальных взаимодействий, осуществлена постановка задачи и сформирована информационная база моделирования.

4. Расчеты на основе модели «затраты-продажи» является достаточно адекватным инструментарием анализа взаимодействия поставщика и потребителя в процессах поставки электроэнергии и мощности. Была показана степень влияния цены поставщика на производственные затраты потребителя и граница оптимальности изменения цены. Были рассмотрены несколько вариантов моделирования, в которых проверялись комбинации начальных параметров поставщиков и потребителей, таких как цена поставки, затраты у контрагентов, влияние цены электроэнергии на затраты потребителя и ряд других.

5. Показан достаточно эффективный подход, использования модели механизма трансфертных цен, анализа методов снижения трансакционных затрат в звеньях взаимодействующих партнеров. Существенным вкладом в этот рост являются как раз трансакционные издержки и издержки «лишних звеньев» взаимодействий контрагентов. Такие лишние звенья увеличивают издержки за счет: НДС, начислений налога на прибыль, затрат корпоративного управления (стремление увеличить прибыль для увеличения дивидендов), организационных издержек (оплата всевозможных инфраструктурных услуг, которые находятся в структуре тарифа).

6. На реальных данных участников сформирована модель трансфертных цен и произведены расчеты разных вариантов поставок электроэнергии в зависимости от величины процента неоплачиваемой продукции, ставки трансферта и собственных оборотных активов. Предложен четкий алгоритм принятия решений о параметрах поставки.

7. Разработан концептуальный подход использования искомой модели для более широкого экспериментирования при анализе механизма взаимодействия гарантирующего поставщика и конечного потребителя.

5 ТРАНСФОРМАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЭКОНОМИКИ: АНАЛИЗ И ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

5.1 Влияние структурных и трансакционных издержек на механизм ценообразования: моделирование взаимодействий

Анализ состояния и тенденций развития отрасли «электроэнергетика», проведенный в настоящем диссертационном исследовании выявил ряд проблем и недостатков, которые нами подробно описаны в предыдущих разделах диссертации. В общем, эти проблемы вызывают системный (интегральный) негативный эффект, который признается подавляющим большинством авторов: это механизм неоправданного роста цен и тарифов на электроэнергию и мощность для конечного потребителя, к возникновению которого привели, по мнению многих специалистов и исследователей, ошибки реформирования отрасли [14, 28, 30, 70, 93, 94, 103, 120, 145, 189, 216, 222 и др.]. В настоящее время можно выделить два доминирующих подхода к оценке отрасли электроэнергетики.

Первый, - модель «рыночной организации» электроэнергетики за 25 лет функционирования не показала положительных результатов и «продолжает обременять экономику постоянно растущими тарифами и ущербами от системных аварий» [94, с. 209]. По мнению специалистов, разделяющих эту позицию, экономическое руководство страны осознает императив изменения ситуации и повышения конкурентоспособности национальной экономики, но часто эти решения мало затрагивают приватизированную энергетику. Парадокс в том, что формально, барьеров для повышения эффективности электроэнергетики нет, но, как оказалось, в навязанной государству модели ее организации не заложен механизм мотивации к позитивным изменениям и повышению экономической эффективности [93, 145]. Называются такие причины: некорректная структура генерирующих мощностей ОРЭМ [120]; отсутствия региональной конкуренции генерации, непрозрачность ценообразования [93, 217]; перекрёстное субсидирование цен одних потребителей, другими потребителями путем неоправданного повышения тарифов [120]; не рыночный, принудительный характер для

прочих потребителей механизма оплаты потенциальных генерирующих электростанций по ДПМ, что напрочь отвергает все известные рыночные принципы конкуренции [93, 218].

Второй подход основан на постулате правильности проведенной трансформации отрасли, деятельность которой требует лишь корректного регулирования. Поддерживающие эту точку зрения авторы осознают, что «рост тарифов влияет на конкурентоспособность отечественной продукции, оказывает давление на инфляцию, финансовое положение потребителей и рост экономики» [178, с. 6], однако это достаточно банальная истина, осознание которой должно предполагать другую, более конструктивную парадигму трансформации отрасли, а не только «силовое» сдерживание тарифов государством или уполномоченным органом. Авторы указанной работы подчеркивают, что с 2002 г. тарифная политика в целом определяется «Прогнозом социально-экономического развития РФ». А это означает, что все принятые, в том числе, ошибочные прогнозы ложатся в основу политики тарифного регулирования. Исходы другие, мировые цены на энергоресурсы не угаданы, и в целом параметры состояния экономики другие, а регулирование заложено под непреложный факт исполнения прогноза. Главная идея этого подхода состоит в сдерживании роста тарифов, без устранения причин вызывающих этот рост. Однако признается необходимость так называемого «предсказуемого умеренного роста тарифов как стимула для оптимизации издержек и роста естественных монополий»? [178, с. 7]. Разделяя точку зрения специалистов, придерживающихся первого подхода, считаем, что необходимость перестройки рыночной по форме и псевдорыночной по содержанию модели электроэнергетики вполне очевидна в первую очередь, исходя из требования ее влияния на экономику.

Второе направление, ориентируется на вторичные, малосущественные факторы, является паллиативным, направлено на устранение или улучшение следствий, но не причин. Поддерживая первый методологический подход совершенствования модели организации электроэнергетики, мы в настоящем дис-

сертационном исследовании, тем не менее, считаем, что данный подход следует дополнить изучением сущностного аспекта роста тарифов. Как показали наши исследования (см. предыдущие разделы) работ, посвященных анализу экономических причин роста цен и тарифов достаточно мало. Поэтому, разрабатывая практические рекомендации по совершенствованию модели поставки электроэнергии, в данном диссертационном исследовании принят исходный тезис поиска наиболее существенных экономических факторов, влияющих на рост тарифов. В этом контексте, как представляется, целесообразно рассмотреть первичные звенья, в которых и появляются причины роста цен. С этой целью построим структурно-логическую модель поставки электроэнергии от генерации до конечного потребителя, см. рис. 5.1.

№ п/п	Организационно-технологический этап	Структурные элементы этапа	Характер влияния на затраты	Обозначения элементов затрат	
1.	Генерация	Электростанции	Издержки генерации	Sg	
			прибыль	Pg	
2	ОРЭМ	Генерация	Цена генерации ¹	Cg	
		Генерация -ОРЭМ	Трансакционные платежи	$НДС1$	
		НП «Совет рынка»	Инфраструктурные платежи	$Si1$	
		АТС	Инфраструктурные платежи	$Si2$	
3	Розничный рынок	Гарантирующий поставщик	Цена ОРЭМ	Co	
		Нерегулируемые тарифы	Объединенное диспетчерское управление (ОДУ)	Инфраструктурные платежи	$Si3$
			АТС	Инфраструктурные платежи	$Si4$
			АО «Центр финансовых расчетов»	Инфраструктурные платежи	$Si5$
			ОРЭМ-Розн. рынок	Трансакционные платежи	$НДС2$
	Ц _{ПН1} - предельный уровень нерегулируемых цен на электроэнергию	цена на электрическую энергию, приобретенную на оптовом рынке		Ц _{СН1}	
		тариф на передачу электрической энергии		Ц _{СЕТ}	
		инфраструктурные платежи (оплата услуг: ЦФР, АТС и др.),		Ц _{ИП}	
		сбытовая надбавка гарантирующего поставщика электроэнергии		Ц _{СН}	

Рис.5.1 Структурно – логическая модель механизма ценообразования на электроэнергию для прочих потребителей

Анализируя структурно-логическую модель, видим, что по цепочке фиксации в договоре стоимость поставки электричества от генерации до потребителя на каждом этапе обрастает все новыми элементами затрат.

Итоговая структура цены для потребителя будет складываться из всех элементов затрат (см. рис. 5.1):

$$C_{\text{ПН1}} = Sg + Pg + \text{НДС1} + Si1 + Si2 + Si3 + Si4 + Si5 + \text{НДС2} + C_{\text{СЕТ}} + C_{\text{ИП}} + C_{\text{СН}} + C_{\text{ПНМ5}} \quad (5.1)$$

Где $C_{\text{ПН1}}$ – предельный уровень нерегулируемых цен на электроэнергию, см. выражение (4.1). Большинство из этих составляющих суть следствие не рациональной системы поставок электроэнергии. Многие интернет издания, например, "Коммерсантъ", interfax.ru/business и другие утверждают, что «Цены на электроэнергию в России достигли максимального значения за последние пять лет» [123, 243]. При этом в аналитических обзорах, упомянутых выше источниках, подчеркивается, что оптовые цены росли вопреки падению спроса на электроэнергию, причем темпами, опережающими инфляцию. «Основным драйвером повышения цен стали обязательные нерыночные надбавки, объем которых достиг 558 млрд. руб. Как сообщили в "Совете рынка", в 2020 году общая стоимость мощности составила около 810 млрд. руб., из них 558 млрд. руб. пришлось на надбавки» [123].

По материалам интернет-портала «Коммерсантъ», который в свою очередь, ссылается на данные НП «Совет рынка» утверждается, что в первой ценовой зоне (европейская часть России и Урал), цена оптового рынка в 2020 году на электроэнергию по одноставочному тарифу увеличилась на 3,4% и составила 2 540 руб. Вт/ч, по второй ценовой зоне (Сибирь) увеличилась на 0,6% и составила 1 780 руб. МВт/ч [119]. Это является объективной аргументацией и подтверждением результатов наших исследований.

Обратимся к рисункам 4.1 и 4.2, на которых представлены принципиальная схема движения электроэнергии от генерации до потребителя и возникающие при этом звенья взаимодействующих компаний – юридических лиц. В 4-ом

разделе подробно описаны эти взаимодействия и на основе реальных данных ГП БГЭС проведены модельные расчеты разных вариантов, которые показали высокую чувствительность затрат конечного потребителя к увеличению тарифа на электроэнергию. Однако мы не рассматривали экономическую структуру тарифа, а использовали официальные данные по ценам, которые являются основой договоров поставок. Если рассматривать экономическое содержание цены $C_{ПН1}$ см. выражение (4.1), то в соответствии с теоретическими основами экономики предприятия [53] «Цена есть денежное выражение стоимости товара». Формирование цены, может быть централизованным, например, устанавливается государством и рыночной, когда цена определяется на основе спроса и предложения. Как известно цена состоит из нескольких элементов. Достаточно простую, общую структуру и состав цены по элементам представим на рис. 5.2.

Не смотря на принципиальное отличие электроэнергии как товара и товара в обычном понимании, представленная процедура отражает практическую суть ценообразования на ОРЭМ и розничном рынке.



Рис. 5.2 Общая процедура формирования цены товара (подготовлен с использованием источника [53])

Как известно движение товара на рынке от продавца конечному потребителю осуществляют посредники, что изменяет структуру цены. Покажем на рис. 5.3 изменение цены при движении товара от производителя, потребителю.

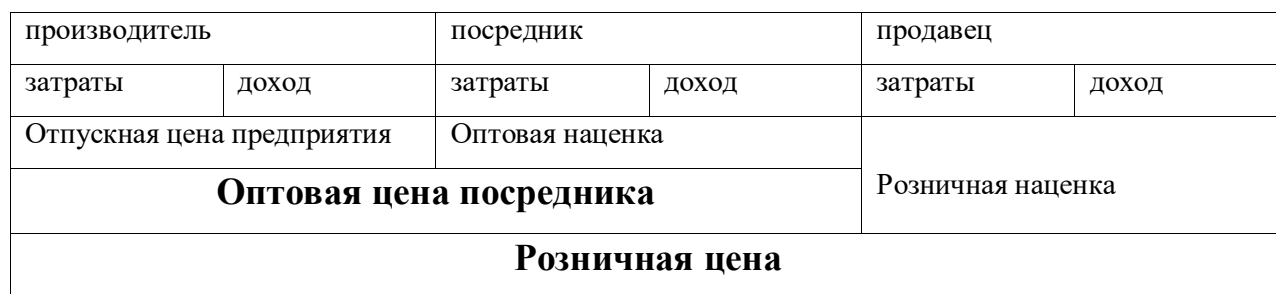


Рис.5.3 Изменение структуры цены при движении товара (подготовлен с использованием источника [53])

В приведенной схеме товародвижения задействован один посредник, в реальных же условиях их может быть несколько.

Как показали результаты исследований, проведенные в настоящей диссертации, организация поставок электроэнергии выстроена таким образом, что функции ценообразования и весь объем инфраструктурных платежей реализуется посредниками (АТС, ЦФР, и другими). Там где была единая система появились самостоятельные компании -юридические лица, взаимодействующие якобы по правилам рынка, но которые лишены основных функций определения цены (для предпринимателя размер цены, это не только возмещение его затрат, но и индикатор его конкурентоспособности). Если предприниматель или бизнесмен лишен права определять цену на собственную продукцию, то этим самым подрываются все устои, основы и принципы рынка. По факту функции определения цены переданы посредникам, а следовательно, розничная цена для конечного потребителя увеличивается на «затраты и прибыль посредника».

Вернемся к рис. 5.1, на котором видно, что вся система поставки электроэнергии состоит из трех этапов, на которых взаимодействуют самостоятельные, технологически задействованные компании и инфраструктурные организации (правила поведения, цены, тарифы), заменяющие собой рынок. Отсюда, можно с уверенностью сказать, что при такой организации рынка электроэнергии и мощности такие элементы затрат: НДС1, Si1, Si2, Si3, Si4, Si5, Цип не имеют экономического содержания, а являются следствием не оптимальной организации энергопоставок. Если руководствоваться рыночными принципами организации и управления, то конечная цена $C_{\text{пот}}$, по которой потребитель покупает электроэнергию, должна содержать все экономически обоснованные затраты (простое воспроизводство) и формировать источники будущих инвестиций в развитие (расширенное производство). Как известно, основой современной конкуренции являются ключевые компетенции и инновации [72, 108, 179,

183,191, 192]. Ключевые компетенции создают основу получения так называемой шумпетерианской ренты – дополнительной прибыли, превышающую среднеотраслевую прибыль. Для отрасли электроэнергетики здесь главенствующую роль играют технологические инновации. Рассмотрим структуру цены в аспекте расширенного воспроизводства с современных позиций. Следовательно, производственные издержки должны учитывать не только прямые и косвенные затраты ресурсов предприятия, но и затраты на инновационные исследования (содержание лабораторий, приобретение патентов, опытное производство), обычно, в структуре себестоимости такие издержки учитываются по статье управленческие расходы. Кроме того, как известно, основным источником развития компаний является нераспределенная прибыль, после уплаты дивидендов. В данном случае мы не рассматриваем целевые инвестиции сторонних лиц и организаций, государственные дотации и преференции, в массе своей корпорации оперируют собственным капиталом, какие бы долгосрочные кредиты не брала компания, рассчитывается она из собственных средств. То, как выстроен экономический механизм современной инновационно-ориентированной корпорации, убедительно показал С.И. Межов, в работах [106, 114]. Для полной реализации функций современной рыночной компании, развитие которой осуществляется в конкурентной среде, необходимо чтоб она обладала организационной целостностью и осуществляла все необходимые бизнес-процессы: заготовительные, производственные, сбытовые, управленческие, контрольные, инновационные. Постреформенная организация электроэнергетической отрасли: разрыв технологических и функциональных связей, парадоксальный механизм ценообразования (см. разделы 3 и 4), не способна формировать цены расширенного воспроизводства. Частично это компенсируется экзотической идеей продажи и покупки мощности, однако как показала практика, наши исследования, проведенные в настоящей диссертации и мнения многих специалистов [31, 93, 94, 144, 154, 188, 219] эта практика антиэкономична, не соответствует ни теории, ни принципам рыночной экономики и ложится дополнительным бре-

менем на конечных потребителей. Как представляется, цена на электроэнергию должна содержать все объективные элементы затрат, иметь обоснованную норму прибыли, включающую возможность развития энергокомпании, определяться компанией - поставщиком и быть согласованной с компанией-потребителем. При этом под компанией – поставщик мы понимаем компанию, которая генерирует электроэнергию и поставляет ее конечному потребителю по согласованным с государством и потребителями ценам. При такой организации поставок большинство транзакционных платежей либо исчезают полностью, либо минимизируются до приемлемого уровня. Как ранее было сказано, транзакционные издержки возникают при взаимодействии рыночных агентов [182]. Как известно, одним из способов минимизации транзакционных издержек является вертикальная интеграция, которая вполне реализуема, если компании объединяются по технологическим переделам [112, 113, 138 , 179].

Обратимся к рис. 4.1 и предположим, что упраздняется оптовый рынок, точнее сказать, генерирующие компании и оптовый рынок объединяются в единую государственно-частную корпорацию. Предположим, что это осуществляется на региональном уровне, например, в Кемеровской области, Красноярском и Алтайском крае. В этом случае имеются все элементы системы энергопоставки: генерация, инфраструктурные компании, гарантирующий поставщик, которые интегрируются в единое предприятие. Правовые условия объединения в данной постановке не рассматривается, однако такое объединение вполне возможно с точки зрения любого критерия: технологического, организационного, структурного, экономического, поскольку образно выражаясь, это возврат к тому от чего, ушли достаточно не продуманно и не рационально. В этом случае схему поставок можно представить как показано на рис. 5.4, причем к такой организационной форме призывают специалисты энергетики, подчеркивая особый характер товара-электричество [154].

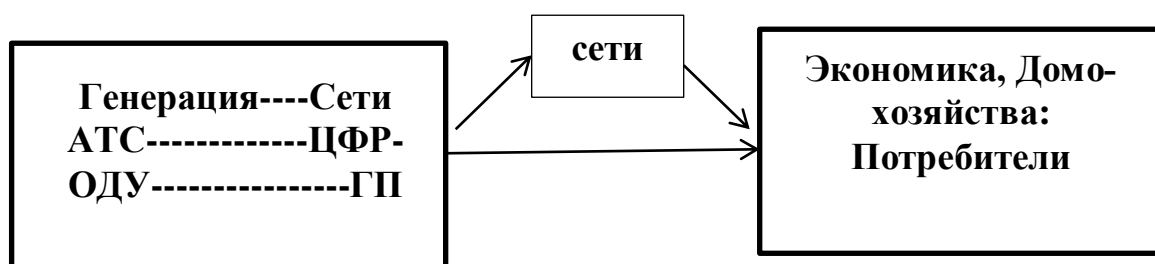


Рис. 5.4. Трансформация схемы поставки электроэнергии путем вертикальной интеграции

В нашем случае вертикальная интеграция, на наш взгляд, наиболее оптимальный метод восстановления системной целостности поставки электроэнергии, во-первых, можно не затрагивать правовых вопросов статуса контрагентов, во-вторых, используется ведущая роль государства, как основного собственника и инвестора, в-третьих, наиболее адекватно могут быть объединены специализированные активы генерации и регистрации энергопотребления. Как известно [183, 267] снижение транзакционных издержек дает наибольший эффект, когда активы компании носят специализированный характер. Из институциональной теории известно, что рынок специализированных активов в принципе не является конкурентным, что полностью относится к рынку электроэнергии: специализированное оборудование, специализированные технологии поставки товара – электроэнергия, специализированная форма фиксации объема товара, специализированная исключительно сложная процедура определения цены и адресного поставщика товара.

Покажем на моделях (4.33) - (4.47) как будет меняться цена электроэнергии при движении от генерации до потребителя при устранении экономически не обоснованных издержек. Интеграция по типу (см. рис. 5,4), обусловленная снижением не только транзакционных издержек, но так же и издержек управления за счет сокращения лишних управленческих звеньев (инфраструктурных), как представляется, должна привести к значительному сокращению переменных и постоянных затрат в звене генерации и в звене гарантирующего поставщика. Сформируем на базе табл. 4.5 информационное обеспечение модельных расчетов по определению характера реакции экономики поставщика и

потребителя электроэнергии при изменении организационных условий и затрат, обусловленных этими условиями, для чего добавим в табл. 4.5 строки 10-12 и строки 22-24 (см. табл. 5.3). Организационная трансформация системы поставки электроэнергии связана с созданием новой компании, путем объединения региональных генерирующих компаний с общими сетями, включением в ее структуру инфраструктурных организаций и гарантирующего поставщика. Инфраструктурные компании выполняют те же самые функции, но не как самостоятельные организации, а как структурные подразделения, что сразу приводит к сокращению НДС и управленческих затрат. Таким образом мы вводим корректирующие коэффициенты для изменения в процессе моделирования переменных и постоянных затрат и цены у генерирующей компании и гарантирующего поставщика. Корректирующие коэффициенты, фактически, показывают динамику изменения цен на электроэнергию и динамику затрат на управление электроэнергетических компаний [130, 132]. Так по данным табл. 3.6 и приложения 12 цена электроэнергии с 2005 по 2020 годы неуклонно возрастала, причем с превышением инфляции, при неуклонном снижении объема потребления электроэнергии [119]. При этом в Алтайском крае вместо одной электроэнергетической компании, как показано в разделе 3.5 настоящего диссертационного исследования появилось более 30 компаний. Такое увеличение числа компаний показывает характер и размер увеличения издержек управления в рамках сложившейся структуры электроэнергетической отрасли. Часть этого увеличения отражено в самой формуле расчета цены (см. раздел 4 настоящей диссертации, соотношения (4.1) – (4.15)).

Таблица 5.3 Исходные данные для моделирования поставки интегрированного поставщика ОРЭМ и потребителя ГП АО БГЭС*

№ п/п	параметры и переменные	Наименование идентификаторов переменных и параметров	Единица измерения	значение
Система электростанций (генерация)				
1.	V_1	Объем продаж	руб.	1 280 300 000
2.	Z_1	Общие затраты	руб.	1 155 290 000
3.	P_1	Прибыль	руб.	125 000 000
4.	zz_1	Переменные затраты	руб./ Квт/час	0,7442

5.	CZ_1	Постоянные затраты	руб.	292 414
6.	X_1	Объем продукции	Квт/час	1 550 000 000
7.	C_1	Цена продукции	руб./ Квт/час	0,826
8.	$X0_1$	Точка безубыточности поставщика	Квт/час	3 566 024
9.	Pm_1	Маржинальная прибыль на единицу продукции	руб.	0,082
10.	$ks1$	Коэффициент снижения zz_1	б/р	0,15
11.	$ks2$	Коэффициент снижения CZ_1	б/р	0,20
12.	kc	Коэффициент снижения C_1	б/р	0,18
АО Барнаульская горэлектросеть (потребитель-генерац., поставщик- экономика)**				
13	W_1	Объем продаж	руб.	5 685 225 000
14.	$S1$	Общие затраты	руб.	5 372 036 000
15	F_1	Прибыль	руб.	313 189
16.	ss_1	Переменные затраты	руб./ Квт/час	$(0,826 K_1+1,5)$
17.	CS_1	Постоянные затраты	руб.	176 858 000
18.	Y_1	Объем продукции	Квт/час	1 550 000 000
19.	$Ц_1$	Цена продукции	руб./ Квт/час	3,94
20.	$Y0_1$	Точка безубыточности	Квт/час	552 000 000
21.	Fm_1	Маржинальная прибыль на единицу продукции потребителя	руб.	0,318
22.	$ks1$	Коэффициент снижения zz_1	б/р	1,03
23.	$ks2$	Коэффициент снижения CZ_1	б/р	0,20
24.	kc	Коэффициент снижения C_1	б/р	расчетный

* сформирована автором по отчетным данным компаний: приложения 5, 8, годовым отчетам БГЭС, результатам анализа (раздел 3)

Гарантирующий поставщик в объединённой компании будет выполнять функции взаимодействия со всеми потребителями: поставка, регистрация, учет потребления, подключение к сетям и другие. В этом случае затраты на выполнение договоров поставки могут снизиться, по нашей оценке на 15 -25%. В данном диссертационном исследовании, мы рассматриваем только экономические аспекты трансформационных преобразований. И далее, путем сравнения затрат на управление до реформ 2005 года и после окончания реформ 2016 г. устанавливаем общие соотношения сокращения или увеличения производственных затрат электроэнергетических компаний (см. табл. 5.4).

Таблица 5.4 Прогноз снижения затрат при интеграционных преобразованиях поставки электроэнергии**

Номер п/п	Форма трансформации	Уменьшение издержек	Оценка уровня снижения (процент)
1.	Объединение генерации	инфраструктурных	1-2,5

	И ОРЭМ	НДС по инфраструктурным платежам	5-7
2.	Сокращение численности административного персонала	управленческие затраты	6-9
3.	Транзакционные издержки	Согласование договоров	1-1,5
		Судебные издержки	0,5 -1
4.	Повышение координации и управления	Согласование инвестиционных, стратегических и инновационных решений	7-10
5	Итого (оценочно)		20 -30

** разработана автором

Учитывая уровень потенциального сокращения затрат, представленных в табл. 5.4 можем с полным основанием предположить, что цены у конечного потребителя электроэнергии могут сократиться, так же оценочно, на 15 -25%. Точность, в данном случае, зависит от модели ценообразования у конкретного ГП и его рыночной стратегии. На данном этапе исследования параметры трансформации затрат и цен мы можем оценить с высокой степенью достоверности с использованием инструментальных методов, в рамках расчетных экспериментов на предлагаемых в данной диссертации моделях.

Корректировка параметров модели. Для генерирующей компании: переменные затраты,

$$Zz^k = zz_1(1 - ks_1) = 0,7442*(1-0,15) = 0,633 \text{ руб/кВт} \quad (5.2)$$

Постоянные затраты:

$$Cz^k = Cz_1(1 - ks_2) = 292414*(1-0,2) = 233931,2 \text{ руб.} \quad (5.3)$$

Выражение (5.2) и (5.3) показывают достаточно небольшое снижение затрат при реализации описанных выше трансформационных действий. В рамках модельных расчетов мы специально ограничиваем эффекты для получения реалистических результатов. Корректировка цены:

$$C^k = C_1 (1 - ks) = 0,826*(1 - 0,18) = 0,677 \text{ руб.} \quad (5.4)$$

Снижение цены обусловлено снижением себестоимости в звене генерации. Переменные затраты генерации снижаются за счет уменьшения транзакционных и инфраструктурных затрат (не надо оплачивать услуги АТС, ЦФР и т.д), постоянные – за счет снижения управленческих затрат. Экономические результаты расчета трансформационных преобразований звена «генерация – гарантирующий поставщик» представлены в таблице 5.4.

По второй компании первого звена.

1. Переменные затраты определяются по следующей формуле:

$$ss1 = 1,03C^k + 1,5 = 2,2 \text{ руб/кВт} \quad (5.5)$$

Видим, что основу переменных затрат $ss1$ составляют условная цена генерирующей компании C_k , а также числовые параметры, которые отражают переменные затраты гарантирующего поставщика на его уставную деятельность.

Постоянные затраты:

$$CS^k = CS*(1-ks2) = 141486400,00 \text{ руб.} \quad (5.6)$$

По условиям расчетов рассматриваемые трансформации предполагают сохранение объемов поставки электроэнергии :

$$X1 = Y1 = 1\,550\,000\,000 \text{ Квт/час,}$$

а также объема прибыли гарантирующего поставщика $F = 313\,189$ тыс.руб. Для выполнения этих условий необходимо определить цену поставки:

$$Ц_1 = (S_1 + F_1)/Y1 = 2,29 \text{ руб.} \quad (5.7)$$

Анализ результатов эксперимента показывает, что все исходные предположения и расчетные параметры выдержаны и получены позитивные результаты.

Видно, что при всех трансформационных действиях система «генерация – гарантирующий поставщик» способна поставить физические объемы электроэнергии и выдержать экономические ограничения по затратам и цене поставки для потребителя, что особенно ценно в аспекте улучшения взаимодействия экономики и энергетики, см. табл. 5.5 .

Таблица 5.5 Результаты моделирования поставки электроэнергии интегрированным поставщиком

№ п/п	Наименование идентификаторов переменных и параметров			значение
Система электростанций (генерация)				
параметры и переменные	Единица измерения	Начальные значения	Первый вариант трансформации	Второй вариант трансформации
1	2	3	4	5
V_1	руб.	1 280 300 000	1049846000	1071112131,20
Z_1	руб.	1 155 290 000	980717431,2	946112131,2
P_1	руб.	125 000 000	69 128 568,80	125000000,00
zz_1	руб./ Квт/час	0,74	0,63	0,61

CZ_1	руб.	292 414	233931,2	233931,2
X_1	Квт/час	1 550 000 000	1 550 000 000	1 550 000 000,00
C_1	руб./ Квт/час	0,83	0,68	0,70
ks1	б/р	0,15	0,15	0,18
ks2	б/р	0,20	0,20	0,2
kc	б/р	0,18	0,18	0,84
АО Барнаульская горэлектросеть (гарантирующий поставщик)**				
W_1	руб.	5 685 225 000	3548140969,00	5 685 225 000,00
S_1	руб.	5 372 036 000	3547827780,00	5 684 259 757,12
F_1	руб.	313 189	313 189	965 242,88
ss_1	руб./ Квт/час	(0, 826 $K_1+1,5$)	2,2	3,57
CS_1	руб.	176 858 000	141486400,00	150 329 300,00
Y_1	Квт/час	1 550 000 000	1550 000 000	1 550 000 000,00 Р
$Ц_1$	руб./ Квт/час	3,94	2,29	3,67
ks1	б/р	1,03	1,03	1,35
ks2	б/р	1	0,20	0,25
kc	б/р	расчетный	расчетный	рачетный

План эксперимента в двух вариантах состоит в том, чтобы определить границы эффективности действий, связанных с изменением затрат и цены на электроэнергию как для поставщика (генерирующие компании и ГП), так и для гарантирующего поставщика- потребителя, имея в виду не регулируемые цены. Описание вариантов. Первый вариант обусловлен следующими действиями:

- 1) Фиксируем объем поставки в объеме начального значения, столбец 3, табл. 5.5, $X_1 = 1\,550\,000\,000$ Квт/час, это означает, что при любых изменениях организационной структуры поставки объем поставляемой электроэнергии неизменен.
- 2) Изменяем параметры затрат (столбец 4, табл. 5.5) $zz_1 = 0,63257$ руб./ Квт/час; $CZ_1 = 233931,2$ руб. относительно начального варианта (столбец 3), в блоке «генерация».
- 3) У гарантирующего поставщика оставляем тот же объем поставки

$$Y_1 = 1\,550\,000\,000 \text{ Квт/час,}$$
- 4) Рассчитаем посттрансформационные переменные затраты для гарантирующего поставщика (столбец 4):

$$ss_1 = 0,677 * 1,03 + 1,5 = 2,2$$

5) В этом варианте предполагается сохранить прибыль у гарантирующего поставщика на прежнем уровне, $F1 = 313\,189$ руб. поскольку эта прибыль становится основной для объединенной компании.

Определяем общие затраты по формуле (4.28): $S1 = ss_1 Y_1 + CS_1$, все составляющие этого выражения известны, определены выше в пунктах 3, 4 и постоянные затраты CS_1 содержатся в табл. 5.5, столбец 4, тогда

$$S1 = 2,2 * 1\,550\,000\,000 + 141\,486\,400,00 = 3\,547\,827\,780,00 \text{ руб.}$$

6) Определим объем продаж у гарантирующего поставщика, так как цена пока не известна, то воспользуемся следующим приемом: Объем продаж есть сумма общих затрат и прибыли, т.е.

$$W_1 = S1 + F1 = 3\,547\,827\,780,0 + 313\,189 = 5\,685\,225\,000,0 \text{ руб.}$$

7) Зная объем продаж и W_1 и объем поставки электроэнергии Y_1 определим цену поставки:

$$Ц_1 = W_1 / Y_1 = 5\,685\,225\,000,0 / 1\,550\,000\,000 = 2,29 \text{ руб./кВт.}$$

По результатам моделирования (см. 4-й столбец, табл. 5.5) видим снижение затрат и цен как в звене генерации, так и гарантирующего поставщика. Причем, при снижении расчетной прибыли в звене генерации объем поставки электроэнергии не снижается, а учитывая, что снижение объема продаж и прибыли произошло за счет снижения инфраструктурных и транзакционных затрат, то на экономике генерирующих компаний это снижение не отразится. В звене генерирующего поставщика произошло снижение затрат и объема продаж при сохранении объема поставки электроэнергии и прибыли на прежнем уровне (см. 4-й столбец, табл.5.5), т.е. экономические параметры не претерпели изменений, однако отпускная цена для потребителя $Ц_1 = 2,29$ руб./ Квт/час, что существенно ниже исходной цены равной $3,94$ руб./ Квт/час, а это уже качественный, позитивный результат трансформационных преобразований.

Второй вариант. Модельный эксперимент в данном случае предназначен для проверки реакции экономики генерирующих компаний и гарантирующего поставщика на трансформационные действия. При этом главный замысел в том,

чтобы определить как изменятся затраты и цена в обоих звеньях при сохранении прибыли и объема поставки электроэнергии в звене генерации и при сохранении объема продаж и объема поставки у гарантирующего поставщика (табл. 5.5, столбец 5). Как видим в данном варианте в звене генерации объем продаж и затраты уменьшаются, но прибыль остается на начальном уровне. Цена несколько повышается по сравнению с первым уровнем, но меньше цены начального уровня. В данном варианте учитывается синергический эффект интеграции, которую можно измерить в конечном звене, т.е. у гарантирующего поставщика. Дополнительная прибыль 652 053,88 руб. , рассчитанная как разность прибыли 5-го варианта и начальной прибыли получена интегрированным предприятием.

5.2 Методы снижения цены на электроэнергию

Как было показано в предыдущем параграфе настоящего раздела в основе снижения цены на электроэнергию лежит снижение экономически не обоснованных затрат электроэнергетических корпораций. Результаты моделирования показывают, что эти затраты не являются необходимыми, поскольку вызваны спецификой организации энергопоставок потребителям: населению и юридическим лицам, о чем выше подробно говорилось. Устранение этих затрат является объективно необходимыми при решении задачи снижения цены на электроэнергию и в целом оптимизации взаимодействия электроэнергетики и экономики по народнохозяйственному критерию. Описанные в параграфе 5.1 резервы снижения непроизводительных затрат электроэнергетической отрасли не являются единственными и окончательными. Так вызывают справедливые вопросы порядок начисления и использования дивидендов собственниками энергетических компаний, такими как государство и сторонние компании владельцы акций. Вызывает также большой вопрос концепция взимания платежей за мощность. Аргументация заинтересованных лиц вполне понятна, вкратце она сводится к необходимости подготовки мощностей, если вдруг увеличится спрос,

хотя, по мнению ряда специалистов, нагрузка мощностей нашей энергосистемы не превышает 60% (см. табл. 5.7). Мы разделяем точку зрения тех специалистов, которые понимая, что развивать мощности генерации необходимо, считают, что финансировать это развитие необходимо экономически обоснованными методами, в том числе, имея в виду, как это будет отражаться на экономике, т.е. потребителях.

Обратимся к табл. 5.6 - Дивидендные платежи электроэнергетических компаний собственнику – Российской Федерации. Из таблицы видно, какие значительные платежи перечисляют электроэнергетические корпорации в бюджет государству. Мы не оспариваем законность этих платежей, вопрос заключается в том, как они используются? Если встать на позицию собственника инвестора, то эти объемы средств должны рассматриваться как источники инвестиций в развитие корпорации, идут на увеличение капитализации. Конечно, государство вправе решать вопрос о выборе стратегии использования этих дивидендов, в том числе, оно может направлять их и на социальные программы: пенсии, поддержка малоимущих и т.п. Однако создание комфортных условий для экономики и инвестиционной деятельности это так же важная и приоритетная задача государства. Так называемая рыночная реформа электроэнергетической отрасли привела к парадоксальным результатам. Этой реформе, понимая ее негативные последствия для экономики, активно противодействовали многие ученые и специалисты, в частности, В.В. Кудрявый: «С 1996 г. по 2004 г. – занимал должность заместителя Министра топлива и энергетики Российской Федерации. В.В. Кудрявый был одним из основных публичных противников дезинтеграционных реформ электроэнергетики, лоббируемых командой А.Б. Чубайса и американскими консалтинговыми компаниями. В.В. Кудрявый неоднократно обращался в Правительство России, лично к Президенту страны Б.Н. Ельцину, и, опираясь на поддержку ведущих губернаторов, академиков РАН и руководителей основных отраслевых институтов, призывал приостановить, заблокировать губительные для энергосистемы страны реформы» [90, с.

4]. Кудрявый говорил, что: «Россия имеет свои особенности – мы самая холодная страна в мире, у нас огромные расстояния и сложная логистика завоза топлива. От 12 до 15% ВВП тратится на топливо для производства энергии. Это в 5-7 раз больше, чем во всех остальных странах мира. В этих условиях у нас нет альтернативы, кроме как снижать энергозатраты на производство электрической и тепловой энергии, повышая конкурентоспособность экономики» [90, стр. 5] Кроме всех прочих негативных аспектов, электроэнергетические компании потеряли независимость и самостоятельность в вопросах ценообразования и инвестирования стратегий своего развития [30, 93]. Более того механизм ценообразования не позволяет, например, генерирующим компаниям формировать капитал для собственного развития. Именно в этом контексте был придуман способ изъятия средств на поддержку и ввод генерирующих мощностей у потребителей через так называемый механизм продажи мощности. Однако как бы не аргументировали и не оправдывали этот внеэкономический способ изъятия средств у потребителей, а это именно изъятие (оплаченные суммы потребителям не возвращаются и просто оседают на счетах участников ОРЭМ), в конечном итоге эти суммы ложатся дополнительной нагрузкой на экономику. Мы ранее, в настоящем диссертационном исследовании, указывали на то, что не может быть эффективно функционирующей электроэнергетики без сектора «потребление», т.е. без эффективно развивающейся и растущей промышленности и растущего электропотребления. Одним из условий роста экономики, является условие экономически обоснованные производственные затраты, а это означает компания конкурентоспособна, ее объем продаж определяет доход, позволяющий осуществлять расширенное воспроизводство. Как утверждает С.С. Белобородов, на основании результатов его исследований: «стоимость электрической энергии для промышленных потребителей в Российской Федерации выше, чем за рубежом, а потребление из-за климатических условий больше. Следовательно, с точки зрения затрат на электрическую энергию наша промышленность проигрывает конкуренцию» [7, стр. 23] Мы в предыдущих

разделах показали, что в отрасли электроэнергетика есть резервы снижения затрат на поставку электроэнергии, а, следовательно, и снижения цен. Как было показано в третьем разделе настоящей диссертации среднее значение уровня затрат на электроэнергию в структуре себестоимости, для предприятий Алтайского края, превышает 16%, это значительные затраты, однако для электрометаллургических, электрохимических предприятий, предприятий цветной металлургии затраты на электроэнергию в структуре себестоимости доходят до 40% и выше. Поэтому ориентируясь на оптимальное взаимодействие электроэнергетики и экономики, в настоящем диссертационном исследовании, был сформирована концепция снижения внутренних затрат электроэнергетических компаний для обоснованного, экономического снижения цены на электроэнергию и мощность. Для экономики электроэнергетика выступает как технологический этап (передел) , поставщик базового ресурса. Доходность и эффективность электроэнергетики в данном случае определяется объемом покупки его продукции потребителем, т.е. экономикой по согласованным ценам. Отрасль должна быть заинтересована в росте экономики, поскольку это влечет рост потребления энергии. Однако этот рост зависит и от цены на электроэнергию.

Таблица 5.6 Дивидендные платежи электроэнергетических компаний собственнику-РФ*

компании	дивиденды	2020	2019	2018	2017	2016
ПАО "Россети"	Дивиденды, руб.	4 993 066 075,64	23 015 509 000,00			1 967 863 881,48
	Доля государства,%	0,88	0,88			0,88
	Дивиденды государ., руб.	4 395 895 372,99	20 262 854 123,60			1 732 507 361,25
ПАО "Россети ФСК ЕЭС"	Дивиденды, руб.	20 564 004 000,00	12 102 104 000,00	20 449 361 000,00	18 884 671 000,00	18 184 825 000,00
	Доля государства,%	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
	Дивиденды государ., руб.	16 599 264 028,80	9 768 818 348,80	16 506 724 199,20	15 243 706 431,20	14 678 790 740,00
ПАО "Россети Сибирь"	Дивиденды, руб.		101 884 000,00	369 579 000,00		
	Доля государства,%		0,56	0,56		
	Дивиденды государ., руб.		56 637 315,60	205 448 966,10		
ПАО "Интер РАО"	Дивиденды, руб.	18 860 636 000,00	20 476 412 000,00	17 913 302 000,00	13 607 859 000,00	15 323 778 000,00
	Доля государства,%	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
	Дивиденды государ., руб.	12 402 754 233,60	13 465 288 531,20	11 779 787 395,20	8 948 528 078,40	10 076 916 412,80
ПАО "Рус-Гидро"	Дивиденды, руб.	23 231 186 693,37	15 624 341 845,58	15 875 522 183,23	11 189 405 105,78	19 821 223 187,38
	Доля государства,%	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
	Дивиденды государ., руб.	14 333 642 189,81	9 640 218 918,72	9 795 197 187,05	6 903 862 950,27	12 229 694 706,61
ПАО "Россети Ленэнерго"	Дивиденды, руб.	3 653 054 000,00	2 072 226 000,00	1 338 666 000,00	2 420 451 000,00	1 890 647 000,00
	Доля государства,%	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
	Дивиденды государ., руб.	3 517 891 002,00	1 995 553 638,00	1 289 135 358,00	2 330 894 313,00	1 820 693 061,00
ПАО "Россети Московский Регион" (МОЭСК)	Дивиденды, руб.	2 401 260 000,00	3 303 802 000,00	2 873 718 000,00	1 540 605 000,00	1 519 905 000,00
	Доля государства,%	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
	Дивиденды государ., руб.	1 222 241 340,00	1 681 635 218,00	1 462 722 462,00	784 167 945,00	773 631 645,00
ПАО "Россети Кубань"	Дивиденды, руб.		636 914 000,00	143 638 000,00	321 570 000,00	535 125 000,00
	Доля государства,%		1,00	1,00	1,00	1,00
	Дивиденды государ., руб.		634 748 492,40	143 149 630,80	320 476 662,00	533 305 575,00

ПАО "Россети Центра и Приволжья"	Дивиденды, руб.	2 921 826 000,00	1 839 668 000,00	4 755 083 000,00	4 535 749 000,00	1 329 045 000,00
	Доля государства,%	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
	Дивиденды государ., руб.	1 472 892 486,60	927 376 638,80	2 397 037 340,30	2 286 471 070,90	669 971 584,50
ПАО "Россети Центра"	Дивиденды, руб.	1 414 339 000,00	214 681 000,00	876 162 000,00	879 028 000,00	1 866 675 000,00
	Доля государства,%	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
	Дивиденды государ., руб.	709 998 178,00	107 769 862,00	439 833 324,00	441 272 056,00	937 070 850,00
ПАО "Янтарьэнерго"	Дивиденды, руб.	134 235 000,00	202 674 000,00	246 329 000,00	1 072 226 500,00	95 144 000,00
	Доля государства,%	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
	Дивиденды государ., руб.	118 180 494,00	178 434 189,60	216 868 051,60	943 988 210,60	83 764 777,60

*источники данных при формировании таблицы [1 -11]

1. Результаты собраний акционеров // ПАО «Россети»: айт. – 2021. – URL: <https://www.rosseti.ru/investors/common/results/> (дата обращения: 12.12.2021).
2. Дивиденды] // ПАО «Россети ФСК ЕЭС»: – 2021. https://www.fsk-ees.ru/shareholders_and_investors/information_on_shares/dividends/ (дата обращения: 12.12.2021).
3. Общее собрание акционеров // ПАО «Россети Сибирь»: https://www.rosseti-sib.ru/shareholders_and_investors/korporativnoe-upravlenie/obshchie-sobraniya-aktsionerov/ (дата обращения: 12.12.2021).
4. Дивидендная политика // ПАО «Интер РАО»: . – 2021.: <https://www.interrao.ru/investors/financial-information/dividends/> (дата обращения: 12.12.2021).
5. Дивиденды // ПАО «РусГидро» :. – 2021.: <http://www.rushydro.ru/investors/dividends/> (дата обращения: 12.12.2021).
6. Общее собрание акционеров. Решения // ПАО «Россети Ленэнерго»:– 2021. – URL: <https://rosseti-lenenergo.ru/shareholders/corp/control/osa/?part=2> (дата обращения: 12.12.2021).
7. Общее собрание акционеров. Решения // ПАО «Россети Московский регион»:– 2021. https://rossetimr.ru/invest_news/korporativnoe-upravlenie/obshchiye_sobraniya_aktsionerov/#tab1-452 (дата обращения: 12.12.2021).
8. Дивиденды [Электронный ресурс] // ПАО «Россети Кубань – 2021. <https://rosseti-kuban.ru/aktsioneram-i-investoram/dividendy/> (дата обращения: 12.12.2021).
9. Решения общего собрания акционеров // ПАО «Россети Центра и Приволжья»: – 2021. <https://www.mrsk-cp.ru/about/management/meeting/decisions/> (дата обращения: 12.12.2021).
10. Дивидендная история // ПАО «Россети Центр»:– 2021. – URL: http://www.mrsk-1.ru/investors/dividend/dividend_history/ (дата обращения: 12.12.2021).
11. Решение общих собраний акционеров // ПАО «Янтарьэнерго»: – 2021.: <https://www.yantarenergo.ru/raskrytie-informatsii/raskrytie-informatsii-obshchestvom/resheniya-organov-upravleniya/resheniya-obshchikh-sobranij-aktsionerov/> (дата обращения: 12.12.2021).

Таблица 5.7 Структура установленной мощности электростанций
объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2020**

Энергообъединение	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС		ВЭС		СЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	246 342,45	164612,14	66,82	49870,29	20,24	30 313,18	12,31	184,12	0,07	1362,72	0,55
ОЭС Центра	52 648,58	36070,23	68,51	1800,07	3,42	14778,28	28,07	-	-	-	-
ОЭС Средней Волги	27 493,88	16203,48	58,93	7013,00	25,51	4 072,00	14,81	85,4	0,31	120	0,44
ОЭС Урала	53 696,44	49979,59	93,08	1901,19	3,54	1 485,00	2,77	1,66	0,00	329	0,61
ОЭС Северо-Запада	24 472,11	15572,14	63,63	2 947,24	12,04	5 947,63	24,30	5,1	0,02	-	-
ОЭС Юга	24 857,73	13757,29	55,34	6 289,69	25,30	4 030,27	16,21	91,96	0,37	688,52	2,77
ОЭС Сибири	52 104,76	26577,96	51,01	25 301,60	48,56	-	-	-	-	225,2	0,43
ОЭС Востока	11 068,95	6 451,45	58,28	4 617,50	41,72	-	-	-	-	-	-

**Таблица приведена по данным <https://minenergo.gov.ru/node/532>

Проблему с загрузкой мощностей генерации наглядно иллюстрирует табл. 5.7, в которой приведены уровни загрузки мощностей электростанций. Это 60% и меньше? Естественно мы не вправе утверждать, что такая загрузка определяется только ценой на электроэнергию, здесь доминируют другие причины, а именно, слабый рост экономики, но цена на электроэнергию тоже вносит свой вклад. Особенно это наглядно продемонстрировала в конце 2021 и в начале 2022 г. Западная Европа, где многократный рост цен на электроэнергетику попросту привел к банкротству многих предприятий. Так, по данным НП «Совет рынка» [245] и приложению 13 покажем (рис.5.5) данные по стоимости продаж электроэнергии и мощности за 2020 и 2019 годы.

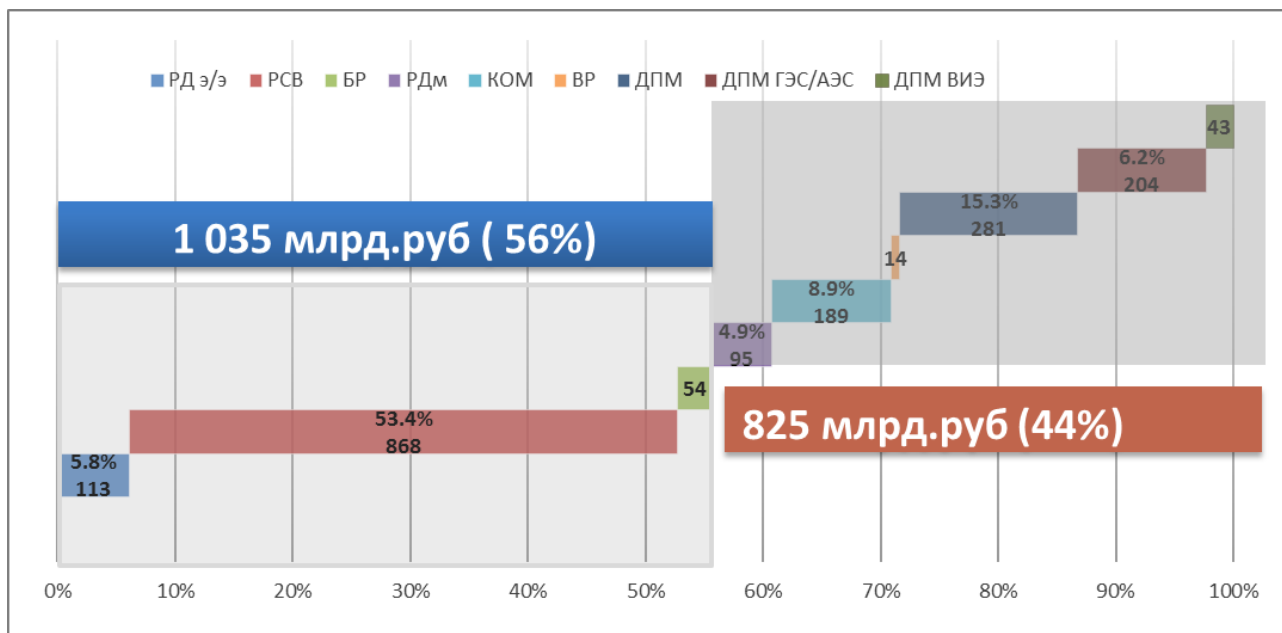


Рис. 5.5 Основные стоимостные показатели оптового рынка в 2020 году (рис. НП «Совет рынка» и приложение 13)

Масштабы и соотношение собственно объема продаж электроэнергии и стоимости мощности впечатляют. Как нам представляется вопрос соотношения этих величин, 53,4% (см. рис 5.5) как минимум носит дискуссионный характер, а в целом научно не обоснован и носит субъективный характер, как сама концепция продажи мощности, так и определение ее эффективного объема. Во-первых, прогнозы роста экономики не выполняются, о чем мы достаточно часто говорили выше; во-вторых, стратегия качественного развития экономики в регионально-отраслевом аспекте фактически отсутствует, а следовательно, нет

программ строительства новых предприятий на тех или иных территориях и обеспечение их электроэнергетикой; в-третьих, изъятие значительных сумм из бюджетов предприятий серьезно подрывает их инвестиционные возможности в плане обеспечения роста производства.

НП «Совет рынка» приводит аналогичные данные за 2019 г. «на оптовом рынке куплено электроэнергии на сумму - 1 112 млрд.руб. (59 % от всей товарной продукции ОРЭМ), мощности – 775 млрд. руб.» [245], (см. приложение 13). Следует подчеркнуть, что единая система электроэнергетики СССР, а затем и России, достаточно эффективно справлялась со всеми задачами и функциями управления отраслью: строительством новых генерирующих мощностей, электропроводящих сетей, формированием финансовых источников для развития и других задач, текущего состояния электроэнергетики, при этом стоимость электроэнергии была самой низкой в мире. Как нам представляется, если следовать рыночным принципам, то необходимо решать вопрос в отношении роли и функций мощности при продаже электроэнергии. Просто так изымать из оборота потребителей (предприятий, фабрик, организаций, производящих продукцию и услуги) и других «прочих потребителей» активы, в форме оплаты мощности, противоречит рыночным принципам. Ни в одной отрасли национальной экономики нет такого случая, чтоб за приобретаемый товар (станок, автомобиль, сотовый телефон) оплачивался двойной тариф: один – за товар по цене рынка, второй, - за существование самого производителя. Это просто нонсенс. Другое дело, что вся экономика производителя концентрировано, содержится в цене, в том числе, и средства на развитие и конкурентоспособность компании. Т.е. цена товара, условно содержит в себе стоимость, которая предназначена для оплаты мощности (т.е. часть общей, единой цены, предназначенной для развития). В чем разница подхода, условно назовем его, подходом единой рыночной цены и подхода двойной цены, т.е. цены на электроэнергию и отдельно цены на мощность? Единая цена это рыночно цена, она имеет несколько уровней обоснования: 1) она экономически обоснована и принята менеджментом

компании, причем это обоснование решает не только задачу возмещения затрат и получение заданной нормы прибыли, но и – ее конкурентный потенциал. 2) Второй уровень обоснования это положение на рынке, соотношение с другими аналогичными товарами. 3) Третий уровень обоснования это оценка потребителей, покупать не покупать принимает решение потребитель. Во втором подходе все вопросы обоснования цены электроэнергии и мощности решает единолично некий центр, который зачастую сам не является производителем. Это сразу и непосредственно влияет на потребителя: необоснованно и неоправданно повышается цена, а учитывая монопольность отрасли электроэнергетики, потребитель не может купить товар у альтернативного поставщика и попадает в экономическую зависимость, весьма напоминающую абсолютную монополию.

Если пойти путем постепенных преобразований, то в отношении мощности можно предложить следующий механизм: 1) либо возвращать с учетом дисконтирования неосвоенные средства, на которые не введены новые генерирующие мощности, либо считать оплату мощности как своеобразную покупку акций, т.е. выдавать на внесенную сумму оплаты мощности своеобразные акции (сертификаты или облигации) с возможностью их реализации на фондовом рынке и с возможностью получения дивидендов.

Комплекс проблем стоящих перед электроэнергетикой и, в частности, оптимизация взаимодействия с экономикой, обязывает специалистов искать пути их решения. Критерием такой оптимизации может быть такое решение, которое будет препятствовать необоснованному росту цен и тарифов на электроэнергию. Как представляется, одним из факторов такого роста является концепция платы за мощность. Вот как, например, аргументирует эту плату Учебный центр НП «Совет рынка» [243] и приложение 14: «В случае если функционирует только рынок электрической энергии генерирующее оборудование, находящееся в горячем и холодном резерве несет убытки и в перспективе стремится к выводу из эксплуатации. В результате могут возникать периоды дефицита генерирующего оборудования, необходимого для покрытия пиковых режимов

ЕЭС. Необходим механизм, позволяющий обеспечить возврат эксплуатационных затрат на содержание оборудования и сохранить необходимый объем мощности, а в случае выявления прогнозируемого роста электропотребления в долгосрочной перспективе, своевременно привлечь необходимые инвестиции для нового строительства» Казалось бы вполне правдоподобная аргументация, однако почему именно в такой форме? В принципе, приведенная аргументация это банальная задача менеджмента: любой производитель управляет производственными фондами так, что пока производимая продукция пользуется спросом, производитель поддерживает технологическое состояние фондов на должном уровне, и средства на это поддержание содержатся в цене на продукцию. Далее если рассматривать в форме изъятия средств у потребителя под прикрытием платы за мощность? Обратимся к рис. 5.5, плата за мощность составляет до 40 и более процентов от оплаты собственно за электроэнергию и фактически, это скрытая форма увеличенной на 40% цены за электроэнергию. При практических расчетах и платежах эта сумма увеличивается на инфраструктурные, транзакционные платежи и НДС. При этом расчет цены за мощность отличается множеством достаточно сложных методов и алгоритмов (см. приложение 14). Основная процедура продажи мощности определяется так называемым «конкурентным отбором мощности» (КОМ), который проводится за 6 лет до года поставки. Анализируя общую концепцию платы за мощность с точки зрения продавца и покупателя, правила, механизмы и процедуры ценообразования, начинаешь понимать, что фактически ряд функций и внутренних задач менеджмента генерирующих компаний (а на самом деле, не их непосредственно, а неких посредников, выступающих от имени генерации), когда, по сути внутренние проблемы поставщика, такие как поддержание уровня мощности генерации и строительство новых станций перекладывается на потребителей. В этой связи можно отметить, что в электроэнергетике возникла новая рыночная модель, с новыми отношениями между поставщиком и потребителем, с новыми принципами ценообразования и механизмом воспроизводства. Отличие от

классического рынка состоит в том, что покупатель заплатил за товар и возможно за сервисные услуги и все. А далее, поставщик, думает самостоятельно и независимо ни от кого, как ему в конкурентных условиях поддерживать и наращивать свое производство. Практически именно так и работала Единая система электроэнергетики до реформ.

Что кардинально изменилось в деятельности электроэнергетики? На наш взгляд причина сложнейшей организации системы поставки электроэнергии потребителям перестроена под частный интерес. Собственник ЕЭС – государство в меньшей степени «думал» о доходности и прибыльности именно электроэнергетики, а в большей степени о стабильности, устойчивости и надежности обеспечения электроэнергией население и экономику, хотя эффективность тоже обеспечивалась. У постреформенной электроэнергетики появились две равноправные цели: 1. Обеспечение надежности функционирования. 2. Прибыльность электроэнергетических компаний. Обе эти цели работают на частный интерес: надежность должна быть обеспечена за счет потребителей (плата за мощность); прибыльность за счет учета всех тонкостей и особенностей снабжения таким специфическим товаром как электричество, отсюда такие сложнейшие механизмы ценообразования. Анализ практики реформирования электроэнергетической отрасли Алтайского края показал, как компании выходили на траекторию прибыльного функционирования (см. табл. 5.7) и приложение 15, как росли цены и для населения и для прочих потребителей и как увеличивался доход, прибыль, а, следовательно, и дивиденды.

В действующей модели поставки электроэнергии тариф на мощность определяется механизмом так называемого «конкурентного отбора мощности» - КОМ. Прогнозируя потребление, АТС рассчитывает потребность в мощности электростанций на будущий год в обеих ценовых зонах свободного перетока (ЗСП). Генерирующие станции подают АТС заявки с указанием их мощности ежемесячно и желаемую оплату за МВт мощности. Предельное ограничение цены на мощность устанавливается Правительством РФ, Федеральной антимоно-

польной службой (ФАС). До проведения процедуры КОМ определяются ЗСП, в которых будет применен предельный уровень цены на мощность (см. приложения 13, 14, 16) и [197]. Далее осуществляется процесс конкурентного отбора мощности. Кратко принцип определения цены КОМ состоит в следующем: АТС формирует ранжированный список ценовых заявок электростанций для удовлетворения потребности в выбранной ЗСП. Самые дорогостоящие ценовые предложения отбрасываются, до 15% прогнозируемой потребности (15% потребления в 1-ой ценовой зоне и 10% - во 2-ой) и ценовая заявка, являющаяся последней перед «дорогими» заявками — цена «срезки» [197]. Цена КОМ устанавливается равной **максимальной цене заявки в оставшемся списке ценовых заявок**. Оплата мощности станциям с «дорогими» заявками и последней заявки, не вошедшей в список самых дорогих, оплачивается по цене заявки участника рынка. Таким образом, «цена КОМ — это цена оплаты мощности всех остальных ТЭС, в том числе подавших «ценопринимательские» заявки, на предстоящий год» (приложение 16). Станциям, заключившим прямые договоры на поставку мощности», мощность оплачивается по цене договора. Плата мощности станциям, поставляющим мощность в вынужденном режиме, производится по тарифу ФСТ [197].

Мы присоединяемся к вопросу сайта «Электрические сети в Системе информационно-консалтинговая группа» (персональный автор не значится): как и чем обоснована концепция оплаты мощности по схеме КОМ. Доказательств инициаторами этой концепции не приводится, ни экспериментальных, ни теоретических, ни эвристических. Более того, ни как не аргументируют преимуществ по отношению к действующей до реформ процедуре оплаты мощности очевидно, таких преимуществ просто нет [197]. Как известно регламент КОМ был просто навязан рынку путем административного давления. Более того, после ряда лет существования КОМ, не проведен критический анализ практики его применения: не установлены причины неустойчивого ценообразования,

сравнение суммарной величины платы за мощность по сравнению с платой, определенной по тарифам ФСТ, и др.) (приложение 16).

Следует признать, что процедуры КОМ дали положительный результат в самом процессе определения цены на мощность. А именно был усовершенствован процесс обработки заявок электростанций при определении тарифа на мощность. КОМ позволило уйти от «ручной» обработки заявок на цифровую, на обработку большого количества смет уходило много времени и трудозатрат. Система КОМ, решив проблему автоматизации расчетов принесла более существенные, объективно обусловленные проблемы, о которых говорят многие специалисты [7, 41, 90, 94]. А именно: ТЭС, получающие тариф КОМ, кардинально различающиеся конструктивно и по установленной мощности, а следовательно, имеющие и разные производственные затраты получают одинаковый тариф на мощность. Получается, что в системе КОМ некоторые станции могут получать тариф, который не покрывает постоянные затраты.

При этом не получивших оплату за мощность, попадают многие ТЭС, отапливающие города, с высоким КПД (более 80%), по оценкам КОМ оказываются «неэффективными». Эксперты, изучающие процедуру КОМ, спрашивают в чем «конкурентный отбор мощности»? Где эта объявленная конкуренция? [197]. Как известно, во второй ценовой зоне существует дефицит мощности и в принципе никакой конкуренции не существует. Станции с любой ценовой заявкой будет оплачена мощность либо по тарифу ценовой заявки, либо по цене КОМ (если цена ниже тарифа КОМ). «Рынок мощности в существующем виде привел к нижеприведенным результатам.

1. Увеличена суммарная плата за мощность поставщикам покупателями относительно того, если бы оплата производилась по тарифам ФСТ.

2. Станции, получившие тариф КОМ, получают одинаковый тариф вне зависимости от объективно необходимых затрат.

3.Тариф на мощность, определенный по итогам КОМ, может существенно зависеть от ценовых заявок одного двух поставщиков, что приводит к неоправданной волатильности цены КОМ.

4.Ухудшается финансовое положение ТЭЦ - наиболее экономичных при производстве электроэнергии и тепла электростанций, - не прошедших КОМ.

5.Возникли нерешаемые вопросы по теплоснабжению.» [197]

Г.П. Кутовой, научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике КЭУ, д.э.н., профессор в статье «Электроэнергетика вновь перед выбором варианта дальнейших реформ», отмечая негативный характер реформ, подчеркивает что: «принятого не рыночного, а принудительного для промышленных потребителей механизма финансирования перекрестного субсидирования тарифов для населения, межрегионального субсидирования и оплаты не востребованных потребителями энергостроек по так называемым договорам поставки мощности (ДПМ). Это свидетельствует о том, что в электроэнергетике не работают рыночные механизмы конкуренции в интересах реального сектора экономики» [96, стр. 28]. И далее «идея Минэкономики России убрать ДПМ и переложить расчет прибыли вновь введенных генерирующих блоков в зависимость от доходности Облигаций Федерального Займа может в какой то степени уменьшить платежи промышленных предприятий (от 5 до 25 млрд. руб. в год), но принципиально затраты потребителей не уменьшаться. Как показала практика экономические и финансовые риски проектов ввода новых мощностей ложатся полностью на потребителей, как следствие, экономика, несет дополнительные издержки, неминуемо теряет конкурентоспособность промышленных отраслей.

Международный опыт организации рынков мощности

В каждой стране модель энергетического рынка уникальна, самое важное, что нет общепризнанного стандарта в методе оплаты мощности.

«В соответствии с обеспечением надежности энергосистемы все существующие в мире рынки можно разделить на пять групп:

- 1) рынок без оборота мощности;
- 2) рынок с регулируемыми платежами за мощность;
- 3) двусторонний рынок мощности;
- 4) краткосрочный централизованный рынок мощности;
- 5) долгосрочный централизованный рынок мощности.» [104].

«К рынкам, где торгуется только электроэнергия, потребители не оплачивают готовность генерирующих объектов, а поставщики электроэнергии не получают платежей за мощность. В периоды низкого спроса цена на электроэнергию находится на относительно низком уровне. В период пикового потребления востребованными являются практически все мощности энергосистемы и цены могут возрастать в десятки раз, тем самым позволяя генераторам получать возмещение постоянных затрат и прибыль» [197].

Как утверждается в работе [197] «не существует какой-либо единственно правильной системы оплаты мощности. Концепции оплаты мощности не привязаны к какой-либо определенной модели рынка электроэнергии».

В каждой стране система оплаты мощности генерации логически эволюционно складывалась исходя из конкретных задач и условий в определенный период времени.

В целом подводя итог анализа действующей модели рынка мощности можно констатировать, что она не решает актуальных задач развития отрасли электроэнергетики России: инвестирование строительства новых электростанций, замена устаревших мощностей, приводит к неоптимальной оплате существующих мощностей и должна быть трансформирована [7, 41, 94].

Так же должен быть усовершенствован механизм КОМ, а до внедрения новых правил, исключающих недостатки КОМ, тарифов на мощность для электростанций можно определять в рамках ФСТ [197].

В данном диссертационном исследовании были показаны многочисленные проблемы и недостатки действующей модели электроэнергетики. В этом контексте нами предпринимались значительные усилия для изучения точек

зрения многих авторов практики деятельности электроэнергетики и ее взаимодействия с экономикой. Ряд авторов предлагает разделить проблему на две задачи: [90, 93,94, 104, 188, 218, 221]

- Выявить потенциальные механизмы повышения эффективности деятельности сложившейся системы отношений в системе поставок электроэнергии на основе действующих процедур ценообразования;

- Обратить внимание на перспективное планирование и проектирование развития электроэнергетики России, включая региональные энергетические системы, учитывая процесс создания финансовых источников инвестирования строительства новых энергетических объектов. По первому направлению существует значительное количество публикаций с конкретными предложениями, которые были рассмотрены в предыдущих разделах. Однако, если суммировать смысл предложений, с которыми трудно не согласиться, то они сводятся к необходимости пересмотреть действующие правила функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии. В частности, предусмотреть перевод ОРЭМ на торговлю электроэнергией по одноставочному тарифу; оплату резервных мощностей электростанций осуществлять через рынок системных услуг ОРЭМ; заменить модель ОРЭМ на регулируемую модель «Единый Покупатель» [93, 94].

5.3 Предложения и рекомендации по совершенствованию существующих методов и процедур поставки электроэнергии конечным потребителям

Анализ взаимодействия экономики и электроэнергетики, проведенный в настоящем диссертационном исследовании показал, что реформирование отрасли привело, по нашему мнению, к ряду фундаментальных недостатков (мнение экспертного сообщества было приведено в предыдущем разделе) в ее организации и деятельности. К числу этих недостатков, на наш взгляд, следует отнести:

- Потерю системной целостности организационно-технологической структуры;

- Снижение надежности функционирования и повышение вероятности рисков аварий и отказов в работе;
- Нарушение естественного механизма воспроизводства электроэнергетических компаний и внедрение искусственных методов поддержания производственного потенциала на основе концепции «продажи мощности»;
- Создание механизма ценообразования, нарушающего рыночные принципы взаимодействия поставщика и покупателя, когда кому платить и сколько определяют не участники сделки, а некие посредники;

Постоянный рост цен и перекрестное субсидирование (например, см. табл. 5.8 для Алтайского края и приложение 15). В целом все эти недостатки, так или иначе, влияют на цены электроэнергии и мощности. В рамках данного диссертационного исследования не стоит задача найти методологический подход к полному устранению всех перечисленных недостатков, однако нами поставлена и решается задача найти способы и инструменты улучшения механизма ценообразования, устранения причин внеэкономического повышения цены, поскольку цена на электроэнергию, включая мощность, кардинальным образом определяет качество взаимодействия экономики и электроэнергетики. Цена электроэнергии определяет издержки экономики и, следовательно, сдерживает ее рост и глобальную конкурентоспособность.

На рисунке 5.6 показана динамика роста цен как для населения (регулируемые цены), так и для прочих потребителей (не регулируемые цены). Рисунок отражает информацию табл. 5.8 и более наглядно демонстрирует рост цен в постреформационный период деятельности электроэнергетики.

Таблица 5.8 Ретроспектива динамики цен и поставок электроэнергии в Алтайском крае (построена по данным Алтайкрайстата)

Годы наблюдений	Среднегодовая цена ээ для прочих потребителей руб, / 1000кВт/ч	Объем потребленной электроэнергии млн кВт·ч	Сальдированный финансовый результат тыс, руб,	Число предприятий электроэнергетики шт.
2005	1240,67 ¹⁾	7172,5	176165	67
2006	1279,57 ¹⁾	7289,2	-3331223	175
2007	1506,84	7552,8	2295459	245
2008	1725,59	8142,6	-1888610	253
2009	1945,55	7221,2	336639	170
2010	2083,70	7824,0	3190809	217
2011	2193,67	7705,9	-860360	212
2012	2196,51	8441,7	-170996	218
2013	2417,38	8220,4	334742	207
2014	2537,31	8591,6	291590	217
2015	2761,76	7793,6	989667	211
2016	2883,52	8062,1	1812588	209
2017	3534,70	8111,1	856262	216
2018	3557,24	8134,8	540683	214
2019	3720,27	7956,8	999423	216
2020	3840,00	7803,0	1633193	212

¹⁾ В 2005-2006 гг.-электроэнергия, отпущенная различным категориям потребителей

²⁾ Приведены данные бухгалтерской отчетности полного круга организаций за 2005-2016 гг по ОКВЭД 40,1 «Производство, передача и распределение электроэнергии», за 2017-2020 гг. по ОКВЭД 35,1 «Производство, передача и распределение электроэнергии»,

³⁾ Без субъектов малого предпринимательства, по основному виду экономической деятельности

На рис. 5.7 представлена динамика потребления электроэнергии в млн/ кВт·ч и сальдированный финансовый результат электроэнергетики Алтайского края в тыс. руб. за период с 2005 по 2020 гг. Как видно из рис. 5. 7 и табл. 5.8 объем потребления электроэнергии был практически постоянным, однако до 2012 г. доход электроэнергетических компаний колебался с большой амплитудой, причем были периоды больших убытков между 2005 и 2010 годами.

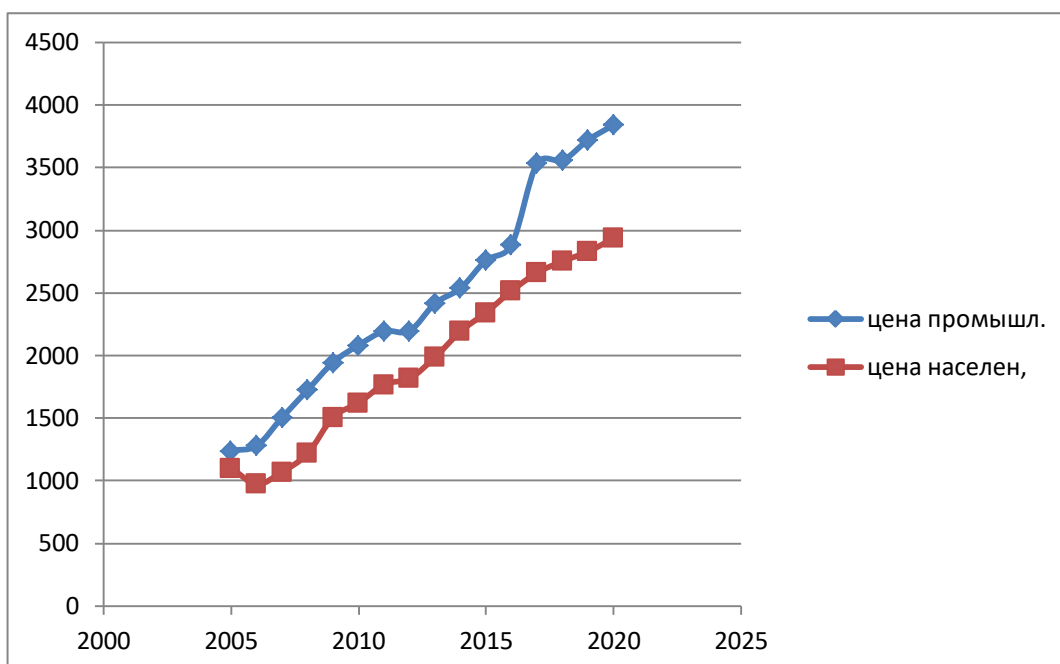


Рис.5.6 Динамика роста цен на электроэнергию в Алтайском крае

Это можно объяснить тем, что в этот период, фактически, осуществлялась настройка инфраструктурной составляющей рынка электроэнергии: создавались новые правила, вводились законы, механизмы ценообразования и регулирующие ограничения. Вначале этого же периода в Алтайском крае резко увеличилось число электроэнергетических компаний, см. табл. 5.8, так в 2005 г. их было 67; в 2006 – 175; в 2007 -245, и далее их количество не становилось менее 207 компаний.

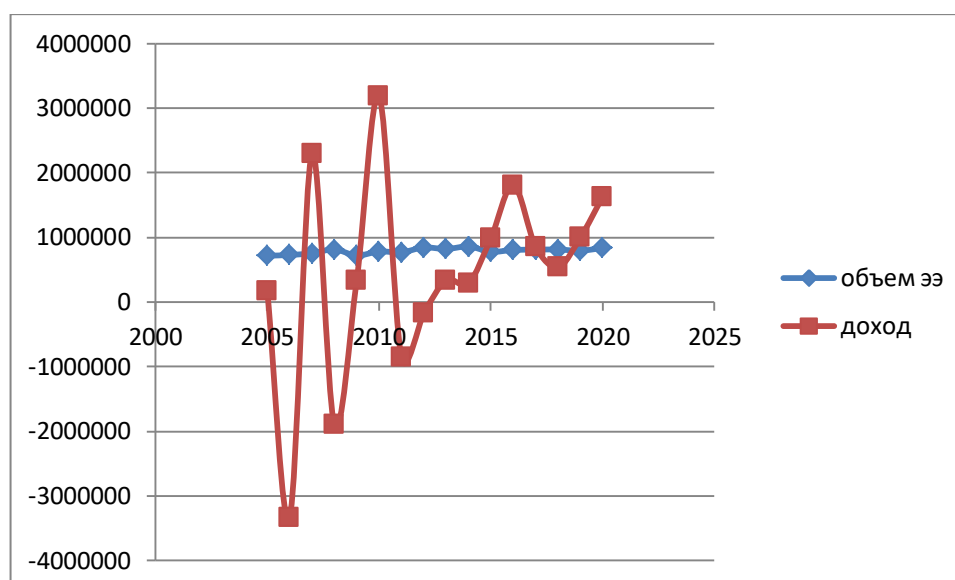


Рис. 5. 7 Динамика потребления электроэнергии и сальдированный финансовый результат деятельности электроэнергетических компаний

Естественно, увеличение числа компаний на связанном, территориальном и отраслевом рынке увеличило число взаимодействий, трансакций, договоров, актов координации действий, что неизбежно привело к увеличению трансакционных издержек и, как следствие, к увеличению цены на электроэнергию и мощность. Жесткая конкурентная борьба корпораций в развитых в рыночном отношении странах привела их к необходимости интегрироваться для сокращения трансакционных издержек. Интеграция инициирует новые инструменты управления: она требует перестройки технологий, пересчета производственных программ и перераспределения затрат участников с целью сокращения издержек.

Поставщик, выполняя договорные обязательства, оптимизирует структуру затрат и технологический процесс.

Осуществляются изменения постоянных и (или) переменных затрат и их компонентов, мощности, объема продаж и прибыли.

Все это делается для достижения системного эффекта как проявления целостности, который является интегральной количественной характеристикой действия многих составляющих, в том числе и качественных. При этом, факторы интеграции проявляются в виде дополнительной прибыли либо в долгосрочном, либо в краткосрочном периоде. При этом как считают многие авторы взаимодействующие поставщик и потребитель обычно системный эффект получают в звене потребителя, а системные издержки в звене поставщика [105, 112, 137, 138]. Это объясняется тем, что прибыль у потребителя фактически аккумулирует все факторы взаимодействия и определяется в технологическом звене с большей добавленной стоимостью. Вот почему так важно оценивать эффективность деятельности отрасли электроэнергетики через реакцию со стороны экономики.

В контексте вышесказанного предлагается, для совершенствования механизма ценообразования на электроэнергию для прочих потребителей с целью снижения их затрат и повышению роста производства и развития:

1. предлагается методологический подход к изменению действующей в настоящее время организационной модели электроэнергетического снабжения (рис. 4.1) путем интеграции региональных генерирующих, инфраструктурных компаний и гарантирующих поставщиков, принципиальная схема представлена на рис. 5.4. Трансформация электроэнергетики на предлагаемой основе позволит сократить транзакционные затраты в новой модели поставок от 5 до 10% от общих затрат и снизить цену поставки. Итоги моделирования поставки электроэнергии потребителю АО «Росводоканал, Барнаул» показали, что при устранении транзакционных и инфраструктурных затрат снижается цена потребителя, но при этом потребитель получает заданную прибыль, (см. параграф 4.2, табл. 4.11). Другой, достаточно весомой составляющей издержек поставки электроэнергии являются инфраструктурные издержки, которые включены в тариф и автоматически начисляются потребителям. Как было показано ранее в 4-ом разделе, инфраструктурные платежи составляют от 1- до 2% общих затрат, которые также могут быть устранены при интеграции участников электроэнергетического рынка.

Значительную долю затрат от неоптимальной структуры электроэнергетики несут расходы на административно-управленческий аппарат. Покажем эти расходы в упрощенном варианте на примере электроэнергетических компаний Алтайского края. Предположим, что упомянутые затраты состоят из ставки заработной платы директора, в среднем, -100 тыс. руб., главного бухгалтера -90 тыс. руб., и руководителей 3-х отделов, всего 240 тыс. руб. В год эта сумма составляет $430 * 12 = 5160$ тыс. руб. затраты на одно предприятие. Согласно данным статистики в 2005 г. в Алтайском крае было 67 предприятий и до 2020 г. стало, в среднем, 210 предприятий, тогда рост дополнительных затрат составляет

$$(210 - 67) * 5160 = 737880 \text{ тыс. руб.}$$

И это по самым скромным оценкам уровня зарплат, не считая премии и прочие преференции. При создании интегрированной госкорпорации многие компании могут войти в нее на правах дивизионов, инфраструктурные компании станут функциональными подразделениями по решению задач определения и регистрации объема потребления электроэнергии и расчета цены. В целом за счет уменьшения транзакционных и инфраструктурных платежей можно сократить до 17-20% издержки поставки электроэнергии в сектор экономики. Эти данные подтверждены модельными расчетами в первом и втором параграфах настоящего раздела.

2. По результатам исследования ОРЭМ, розничного рынка и рынка продажи мощности, проведенного в настоящей диссертации можно предложить значительно упростить механизм ценообразования, убрав из него многие детали и правила, стремление учитывать мелочные отклонения и колебания электроэнергии от среднего значения, как представляется, комплекс процедур, форм цены, способы учета данных регистрации электроэнергии в настоящем механизме, направлены не на эффективность взаимодействия экономики и электроэнергетики, а на учет личных интересов совладельцев электроэнергетических компаний, стремящихся получать максимальный доход от деятельности электроэнергетики. Описание механизмов ценообразования подробно приведены в 3-ем и 4-ом разделах настоящей диссертации. Виды тарифов, одноставочный, двуставочный тариф, ценовые категории, которых всего 6, РСВ, БР, КОМ, КОММОД, регулируемые цены, не регулируемые цены и т.д. В данном случае мы не обсуждаем правила поставок электроэнергии, достаточно многочисленные и сложные, как с технологической, так и с организационной точек зрения, эти вопросы требуют отдельных научных исследований. Тем не менее, считаем, что сам механизм ценообразования может быть упрощен, причем во многом, путем интеграции компаний и за счет изменения способов измерения потребля-

емой электроэнергии. Как известно такие счетчики уже существуют как и существует план их внедрения.

3. Существенное влияние на рост цен на электроэнергию имеет и достаточно высокая норма прибыли электроэнергетических и сетевых компаний. Причем, как мы говорили выше в настоящем разделе, интерес к высокой норме прибыли имеют не только частные собственники, но и государство, что было показано нами на примере табл. 5.6., в которой показано какие значительные суммы средств перечисляются государству в форме дивидендов. По данным финансовой отчетности за 2020 г. Красноярской ГЭС (приложение 5) норма чистой прибыли составляет 79,1%, норма чистой прибыли ТЭЦ 3 (приложение 4) составляет 10,3%, это очень высокие показатели.

4. Значительный вклад в увеличение цены на электроэнергию для конечных потребителей вносит и НДС. Чем больше предприятий -юридических лиц сосредоточено по технологической цепочке, тем больше составляется договоров и выписывается счет-фактур на оплату товаров и услуг, которые естественно сопровождаются оплатой НДС. Так в приложении 16 приведены счета-фактуры на оплату услуг, в том числе, и инфраструктурных компаний (посредников), видно, что в счетах-фактурах прописана и оплата НДС. Так или иначе, эти платежи увеличивают экономическую нагрузку на конечного потребителя (экономику). С одной стороны может показаться, что государству выгодно получать платежи в форме НДС, но это ошибочное мнение, поскольку увеличение нагрузки на производственные затраты снижает деловую активность сектора «экономика» и по логике уменьшает рост производства, а следовательно, и рост добавленной стоимости. Рост добавленной стоимости гораздо выгоднее государственному бюджету, поскольку поступления в бюджет увеличиваются и увеличиваются доходы граждан. Поэтому мы предлагаем там, где это возможно провести интеграцию электроэнергетических компаний и сократить оплату НДС, размер которой, как известно, составляет 20% от стоимости товара или услуг.

5. Как представляется, концепция авансовой оплаты мощности, реализованная в действующем механизме ценообразования, как минимум спорна, а как максимум не обоснована и в какой-то степени вредна для эффективного взаимодействия экономики и электроэнергетики. Тем более как указывают многие исследователи [69, 93, 94, 151].

Одним из вариантов отказа от концепции платы за мощность и снижение цен и тарифов является упрощение структуры и организации электроэнергетических поставок на основе интеграции, о чем подробно говорилось в предыдущем параграфе, данного раздела. Здесь мы предлагаем для решения инвестиционных задач поддержания и развития электроэнергетических предприятий создать под эгидой государства общий фонд см. рис. 5.9. развития электроэнергетики. На рисунке представлена концепция или точнее авторский подход к организационно-экономической трансформации сложившихся отношений электроэнергетики и экономики, который состоит в том, что мы пытаемся вернуться к рыночным принципам взаимодействия рыночных агентов поставщиков электроэнергии и потребителей.

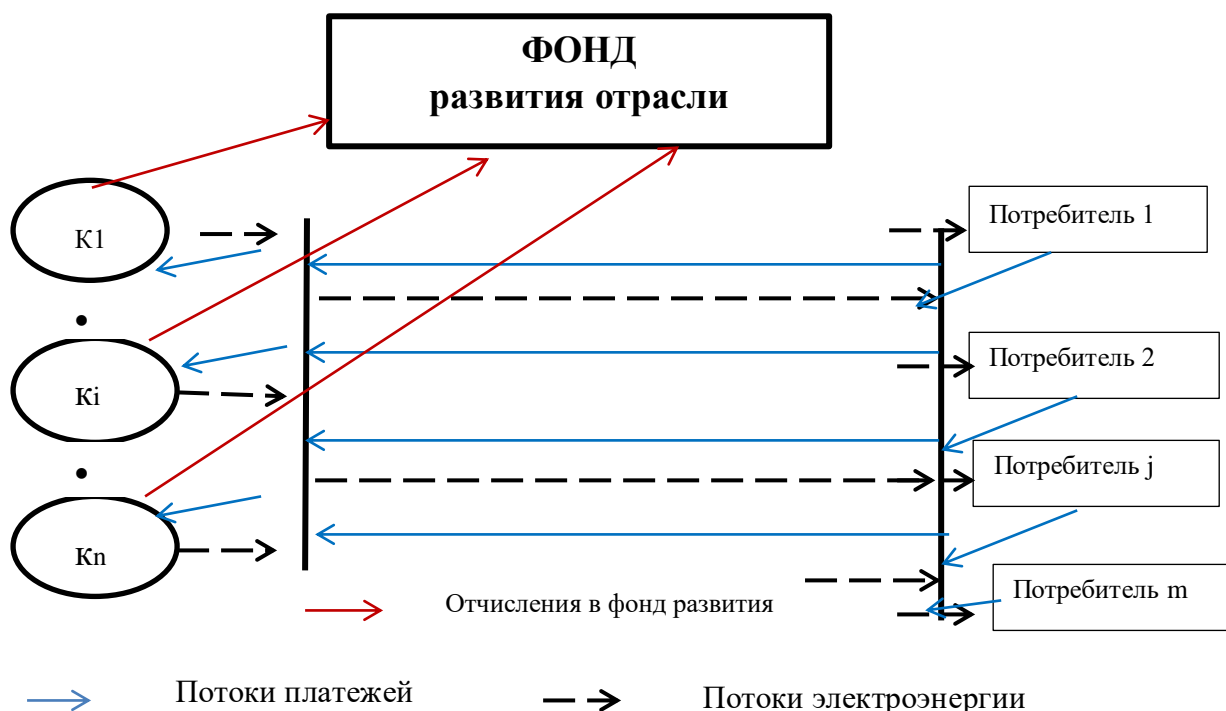


Рис. 5.9 Схема формирования фонда развития электроэнергетики

K_i – энергокомпании; потребитель j – предприятия и организации

Первое, это необходимо восстановить компенсационные механизмы взаимодействия, все претензии, платежи и сами платежи должны быть экономически обоснованы. Второе, от сложившихся, весьма запутанных и сложных процедур ценообразования будет трудно одновременно отказаться или провести быстрые организационные преобразования, однако в экономическом плане это можно будет сделать, таким образом, как это представлено на рис. 5.9. В целом, без кардинального изменения механизма ценообразования, можно восстановить компенсационный принцип экономики, в частности, все виды и формы платежей электроэнергетическим компаниям со стороны предприятий - потребителей должны быть компенсированы в той или иной форме. За потребленную электроэнергию потребители оплачивают счета, и в данном случае, формула: $D - T - D$ выполняется. По мощности мы имеем формулу $D - PT(t+\Delta) - ?$, здесь PT –

потенциальный товар, который может поступить через Δ - лет, с непрогнозируемым исходом. Следует признать, что плата за мощность на 5 или 6 лет вперед, с позиции теории инвестирования, для плательщика несет дополнительные потери, обусловленные временной стоимостью денег. Если провести дисконтирование на альтернативную стоимость капитала для потребителя, то это покажет потери средств от их замораживания. В предлагаемом нами подходе, см. рис. 5.6, предлагается платежи за мощность накапливать на специально созданном государственном депозитном фонде, предназначенном для инвестирования программ развития генерирующих мощностей. На этом фонде могут накапливаться и другие платежи: часть инфраструктурных платежей и дивидендов, выплачиваемых, например, государству. При этом, используя позитивный рыночный опыт разных стран, эти фонды могут использоваться государством под различные социальные программы, когда нет строительства мощностей, что выгодно и государству и инвесторам. Для инвестора нет потери средств, для государства не надо брать кредиты под государственный долг. Однако императив компенсации требует возмещения платежей потребителей за мощность. В этом случае на эти платежи или взносы могут выдаваться акции или другие ценные бумаги при вводе новых мощностей, если ввода нет, то эти средства могут рассматриваться как депозиты с установленным банковским процентом.

Таблица Исходные данные модели трансфертных цен для поставщика – ОРЭМ и потребителя – ГП АО БГЭС

Выводы по пятому разделу.

1. Анализ состояния и проблем развития отрасли «электроэнергетика» показал, что эти проблемы вызывают системный (интегральный) негативный эффект, который признается подавляющим большинством экспертов, а именно, неоправданный рост цен и тарифов на электроэнергию и мощность для конечного потребителя.

2. В данном разделе была поставлена задача поиска сущностного содержания роста тарифов. Поэтому, в рамках практических рекомендации по совершенствованию модели поставки электроэнергии принят исходный тезис поиска наиболее значимых экономических факторов, влияющих на рост тарифов. В этом контексте были рассмотрены первичные звенья взаимодействия поставщика и потребителя, в которых и появляются причины роста цен. С этой целью была построена структурно-логическая модель поставки электроэнергии от генерации до конечного потребителя.

3. Был подтверждено теоретическое обоснование цена на электроэнергию, которая должна содержать все объективные элементы затрат, иметь обоснованную норму прибыли, включающую возможность развития энергокомпании, определяться компанией - поставщиком и быть согласованной с компанией-потребителем. При этом под компанией – поставщик мы понимаем компанию, которая генерирует электроэнергию и поставляет ее конечному потребителю по согласованным с государством и потребителями ценам. При такой организации поставок большинство транзакционных платежей либо исчезают полностью, либо минимизируются до приемлемого уровня.

4. Предлагается интегрировать генерирующие компании и оптовый рынок в единую государственно-частную корпорацию. В этом случае имеются все элементы системы энергопоставки: генерация, инфраструктурные компании, гарантирующий поставщик, которые интегрируются в единое предприятие. В такой структуре в максимальной степени исчезают инфраструктурные платежи как база повышения тарифов.

5. Показана на моделях как будет меняться цена электроэнергии при движении от генерации до потребителя при устранении экономически не обоснованных издержек. Интеграция, обусловленная снижением не только транзакционных издержек, но так же и издержек управления за счет сокращения лишних управленческих звеньев (инфраструктурных), как представляется, должна привести к значительному сокращению переменных и постоянных затрат в

звене генерации и в звене гарантирующего поставщика. В этом случае затраты на выполнение договоров поставки могут снизиться, по экспериментально просчитанной на модели оценке на 15 -25%, что привело к снижению цены для конечного потребителя с 3,94 руб./ Квт/час до 2,29 руб./ Квт/час, т.е. более, чем на 40%

6. Установлено, что электроэнергетические компании потеряли независимость и самостоятельность в вопросах ценообразования и инвестирования стратегий своего развития. Более того механизм ценообразования не позволяет, например, генерирующим компаниям формировать капитал для собственного развития. Именно в этом контексте был введен способ изъятия средств на поддержку и ввод генерирующих мощностей у потребителей через так называемый механизм продажи мощности.

7. В целом проведенный в разделе анализ действующей модели рынка мощности позволяет констатировать, что данная модель не решает актуальных задач развития отрасли электроэнергетики России: инвестирование строительства новых электростанций, замена устаревших мощностей, но приводит к неоптимальной оплате существующих мощностей и должна быть трансформирована. Так же должен быть усовершенствован механизм КОМ, а до внедрения новых правил, исключаящих недостатки КОМ, тариф на мощность для электростанций можно определять в рамках ФСТ.

8. предлагается методологический подход к изменению действующей в настоящее время организационной модели электроэнергетического снабжения путем интеграции региональных генерирующих, инфраструктурных компаний и гарантирующих поставщиков. Трансформация электроэнергетики на предлагаемой основе позволит сократить трансакционные затраты в новой модели поставок от 5 до 10% от общих затрат и снизить цену поставки.

9. Одним из вариантов отказа от концепции платы за мощность и снижение цен и тарифов является упрощение структуры и организации электроэнергетических поставок на основе интеграции, о чем подробно говорилось

в предыдущем параграфе, данного раздела. Здесь мы предлагаем для решения инвестиционных задач поддержания и развития электроэнергетических предприятий создать под эгидой государства общий фонд см. рис. 5.9. развития электроэнергетики. На рисунке представлена концепция или точнее авторский подход к организационно-экономической трансформации сложившихся отношений электроэнергетики и экономики, который состоит в том, что мы пытаемся вернуться к рыночным принципам взаимодействия рыночных агентов поставщиков электроэнергии и потребителей.

10. Предлагается платежи за мощность накапливать на специально созданном государственном депозитном фонде, предназначенном для инвестирования программ развития генерирующих мощностей. На этом фонде могут накапливаться и другие платежи: часть инфраструктурных платежей и дивидендов, выплачиваемых, например, государству. При этом, используя позитивный рыночный опыт разных стран, эти фонды могут использоваться государством под различные социальные программы, когда нет строительства мощностей, что выгодно и государству и инвесторам. Для инвестора нет потери средств, для государства не надо брать кредиты под государственный долг.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В завершении диссертационного исследования можно с уверенностью утверждать, что все поставленные формальные и содержательные задачи были решены, полученные результаты подтверждают выдвинутую гипотезу, согласуются с принятыми в научном мире теоретико-методологическими положениями экономической и управленческой науки и могут быть интерпретированы как рекомендации для практического использования.

1. Выявлены основные концептуальные подходы к оценке состояния взаимодействия электроэнергетики и экономики с позиций рыночной и институциональной теории: установлено, что трансформационные преобразования не создали конкурентный рынок электроэнергетики, разделение единой энергосистемы привело к образованию большого числа посреднических компаний, к появлению трансакционных издержек, и как следствие, к повышению цен.

2. Изучив генезис постреформенной энергетики России, было установлено, что постоянно-растущие цены на электроэнергию и мощность сдерживают развитие национальной экономики, в свою очередь по законам обратной связи, сдерживается развитие самой энергетической отрасли; действующая модели взаимодействия содержит серьезные дефекты: когда взаимодействующие компании не имеют возможности самостоятельно устанавливать цены и фактически потеряли рычаги управления экономикой и инвестированием производства.

3. Анализ деятельности ОРЭМ и розничного рынка показал, что сложившаяся модель, отличается очень сложным механизмом ценообразования и организацией взаимодействия всех участников электроэнергетической отрасли с конечными потребителями, рынки разделены на ценовые зоны, ценовые категории, виды тарифов (одноставочный, двуставочный), регулируемые и не регулируемые цены, надбавки и перекрестное субсидирование, рынок электроэнергии и мощности. Это не способствует конструктивному взаимодействию экономики и электроэнергетики: потребители высказывают претензии по поводу

высоких цен, поставщики – о нерегулярных платежах и высокой дебиторской задолженности.

4. По материалам диссертационного исследования было показано, что, нарушение системных, теоретических и методологических основ организации производственных систем, логически приводит к нарушению ее структуры, характеристик и механизмов функционирования. Проявляющиеся организационные просчеты реформирования (разрыв технологии, навязывание не присущих свойств и инструментов системе) приводят к дополнительным затратам и поиску методом проб и ошибок методов исправления ошибочных решений.

5. Теоретико-методологический подход организации исследования, основанный на системном подходе, в центре которого находится категория целостности, т.е. оптимального взаимодействия всех элементов системы и дающих новое качество, организационная теория, показывающая как формировать структуры систем, организационное проектирование, экономическая и управленческая теории способствовали выделению и характеристике основные факторов, элементов и структурных составляющих производственных затрат, определяющих цену и тариф для промышленных потребителей.

6. Была поставлена задача и разработан научно - методический подход к инструментальному анализу механизма взаимодействия «поставщика – генерирующего предприятия» и «потребителя – гарантирующего поставщика» и «потребителя -промышленного предприятия» Сформирована концепция инструментального анализа, выбраны типы моделей, сформирована информационная база и разработан план эксперимента анализа механизма взаимодействия поставщика и потребителя электроэнергии.

7. Сформирован методологический подход и гипотеза исследования для решения задач, определяемых искомой темой диссертации, по трансформации организационно- экономического механизма взаимодействия поставщика электроэнергии и потребителя, с позиций системного подхода и опоры на положения экономической теории. В рамках выдвинутой гипотезы предполагается, что

для совершенствования взаимодействия электроэнергетики и экономики необходимо изменить механизм поставки электроэнергии в звеньях «генерация – Гарантирующий поставщик» и , соответственно, в звеньях, «Гарантирующий поставщик – потребитель». Необходимо сократить количество инфраструктурных предприятий, транзакционных и управленческих издержек, включая корпоративные.

8. Разработаны комплекс рекомендаций по результатам, полученным в настоящей диссертации для внедрения в практику электроэнергетической отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аганбегян А. В преддверии структурных реформ и социально-экономического роста: куда идти?*(размышления над книгой «Новое интегральное общество»)// ЭКО. -№ 1. -2017. –стр. 72-93.
2. Аганбегян А. О неотложных мерах по возобновлению социально-экономического роста // Проблемы прогнозирования. -№ 1. -2019. –стр. 3-15.
3. Азиатская часть России: новый этап освоения северных и восточных регионов страны / Отв. ред. В.В. Кулешов; ИЭОПП СО РАН. Новосибирск, 2008. 427 с.
4. Анисимов В.Ф., Винслав Ю.Б. Промышленность в субъектах РФ: параметры новейшей эволюции и проблемы право обеспеченного регулирования // Российский экономический журнал. — 2016. — № 2. — С. 3–18 (начало).
5. Басарева В.Г. Проблемы Сибирского федерального округа в контексте задач восстановления экономического роста // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки № 6(256) 2016. С. 73 -85
6. Баранов О.А. Об искусстве компромисса между целями экономической политики в свете кризиса в России в 2015–2016 годах. // ЭКО. 2017. № 6. С. 50 – 63.
7. Белобородов С.С. Снижение эмиссии CO₂ : развитие когенерации или строительство ВИЭ? // «ЭНЕРГОСОВЕТ» № 1 (51) январь 2018 [http // www.energsovet.r](http://www.energsovet.r) (дата обращения 20.01.2022) с. 16 -25.
8. Беляев Л.С. Рынки электроэнергии: экономический анализ, практический опыт и особенности их организации на востоке России и в Северо-Восточной Азии <https://isem.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S1-03r.pdf> (дата обращения 21.03. 2021)
9. Бессонова О. Э. Институциональная дилемма современной России // Экономическая наука современной России. – 2018. -4 (82) - С.:23-36.
10. . Бессонова О. Э. Институциональная модель российской экономики: ретроспектива и современный вектор развития // Экономическая наука современной России. – 2008. -4 (43) - С.:28-41.
11. Бурков В.Н., Кондратьев В.В. Механизмы функционирования организационных систем. –М.: Наука, 1981. -383 с.
12. Бухарова Е.Б. Нужны новые механизмы государственной региональной политики. // ЭКО. 2018. № 6. С. 38 – 49.
13. . В продолжение разработки альтернативной стратегии социально-экономического развития России учеными секции экономики Отделения общественных наук РАН (предложения В.В. Ивантера, А.Д. Некипелова, О.Т. Бого-

молова и С.Ю. Глазьева. Послесловие А.Ю. Мелентьева) // Российский экономический журнал. — 2014. — № 2. — С. 3–21

14. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Условия развития электроэнергетики России в рамках жестких ценовых ограничений в среднесрочной перспективе // Проблемы прогнозирования .- 2020 . № 1. С. 88 -98

15. Веселова Э.Ш. Россию «разрежут» по-новому. // ЭКО. 2018. № 6. С. 7 - 19

16. Винслав Ю. В. Минерально-сырьевой комплекс России: тренды технологической модернизации и основные принципы формирования инновационной системы / Ю. В. Винслав // Российский экономический журнал. – 2018. – № 6. – С. 37-60.

17. Винслав Ю.Б. . Научно-технологическое развитие и конкурентоспособность российской экономики: фактор гармонизации взаимодействия макро-, мезо- и микроуровневых управленческих механизмов формируемой национальной инновационной системы. // РЭЖ 2020 № 3. С. 3 – 23.

18. Винслав Ю.Б. . Эволюция постсоветской экономической системы. // РЭЖ. 2020 № 1 С. 3 -53

19. Винслав Ю.Б. 2019-й: о нейтрализации сохраняющихся угроз народнохозяйственному развитию на основе совершенствования ряда инструментов госрегулирования экономики // Российский экономический журнал. — 2019. — № 1. — С. 3–30.

20. Винслав Ю.Б. Национальная промышленная политика: еще раз об абсолютной модернизационной необходимости и ключевых параметрах развертывания // Российский экономический журнал. — 2012. — № 4. — С. 3–26.

21. Винслав Ю.Б. О путях совершенствования механизмов стратегического планирования развития экономики (общесистемные, отраслевые, инновационные аспекты) // Менеджмент и бизнес-администрирование. — 2018. — № 3. — С. 75–91.

22. Винслав Ю.Б. Промышленно-инновационная политика в системе государственного управления экономикой: новейшие модернизационные проблемы и подходы к их решению // Российский экономический журнал. — 2018. — № 3. — С. 3–27.

23. Винслав Ю.Б. Стратегическое макропланирование и национальная промышленная политика: содержательны ли официальные законопроекты? // Российский экономический журнал. — 2014. — № 3. — С. 3–22.

24. Винслав Ю.Б. Федеральный закон о промышленной политике: снова об актуальности законодательной новации как таковой, о системных изъянах

и направлениях доработки конкретной версии документа // Российский экономический журнал. — 2015. — № 3. — С. 70–75 (начало).

25. Винслав Ю.Б. Федеральный закон о промышленной политике: снова об актуальности законодательной новации как таковой, о системных изъянах и направлениях доработки конкретной версии документа // Российский экономический журнал. — 2015. — № 4. — С. 12–33 (окончание).

26. Винслав, Ю. Б. К эффективному управлению развитием минерально-сырьевого комплекса России: проблемы недропользования / Ю. Б. Винслав, С. В. Лисов, А. Н. Лунькин // Российский экономический журнал. — 2017. — №3. — С. 37-60.

27. Волкова Е.А., Макарова А.С. и др. Перспективы развития атомных электростанций до середины XXI века. М.: ИНЭИ РАН, 2010 – 210 с.

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

29. Воропай Н.И., Стенников В.А., Барахтенко Е.А. Интегрированные энергетические системы: вызовы, тенденции, идеология. // Проблемы прогнозирования. 2017 № 5. С. 39- 49

30. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Конкуренция и регулирование в управлении электроэнергетикой (теоретические подходы) URL:<https://ecfor.ru/wp-content/uploads/2007/fp/4/03.pdf/> (дата обращения: 27.03. 2021)

31. Воропай Н.И., Паламарчук С.И., Стенников В.А. Рынки электрической и тепловой энергии: проблемы, вызовы, тенденции. / Международная энергетическая конференция всероссийского открытого постоянно действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова) – 2017»: Материалы конференции. М.: Анкил, 2017. С. 182 - 203.

32. Выступление Президента РФ В.В. Путина на пленарном заседании Петербургского международного экономического форума 7 июня 2019 г. <http://kremlin.ru/events/president/news/60707> (дата обращения: 27.03. 2021)

33. Гальперова Е.В. Анализ долгосрочных тенденций потребления энергоресурсов домохозяйствами // Проблемы прогнозирования. 2019 № 2. С. 51- 62

34. Генш Т. Р. Энергетическая составляющая современной экономики / Т. Р. Генш // РИСК: Ресурсы, Информация, Снабжение, Конкуренция. – 2012. – №4. – С.347-350.

35. Глазьев С.Ю. О задачах структурной политики в условиях глобальных технологических сдвигов. Часть 1 // Экономическая наука современной России, №3 (38) 2007, с.49-61.
36. Глазьев С.Ю. Снова к альтернативной системе мер государственной политики модернизации и развития отечественной экономики (предложения на 2013–2014 гг.) // Российский экономический журнал. — 2013. — № 3. — С. 3–37.
37. Глазьев С.Ю. Экономическая стратегия России в контексте украинских событий: еще раз к предложенной альтернативе // Российский экономический журнал. — 2014. — № 4. — С. 3–18.
38. Глазьев С.Ю., Ивантер В.В., Макаров В.Л., Некипелов А.Д., Татаркин А.И., Гринберг Р.С., Фетисов Г.Г., Цветков В.А., Батчиков С.А., Ершов М.В., Митяев Д.А., Петров Ю.А. О стратегии развития экономики России // Экономическая наука современной России. — 2011. — № 1. — С. 3–22.
39. Горбачева Н.В. Действительная стоимость электроэнергии в Сибири: анализ выгод и издержек// Экономический журнал ВШЭ. 2020. № 3. С. 340 - 371.
40. Глобальная энергетика и устойчивое развитие. / Под ред. Бушуева В.В., Мастепанова А.М. -М.: VIAL Communications, 2009 – 374 с.
41. "ГОЭЛРО-2" А.Чубайса — крах единой энергосистемы страны (часть 2 из 2) <https://www.planet-kob.ru/articles/5540> (дата обращения: 23.03.2021)
42. Гумеров Р.Р. Реализация национальных целей в предлагаемой модели стратегического народно-хозяйственного планирования // Российский экономический журнал. — 2019. — № 5. — С. 3–24.
43. Гумеров Р.Р., Гусева Н.В. К анализу лучших практик разработки государственных программ // Менеджмент и бизнес-администрирование. — 2018. — № 3. — С. 32–48.
44. Делягин М.Г. Деструктивный либералистский дискурс бюджетной трехлетки 2018–2020 (преамбула А.Ю. Мелентьева) // Российский экономический журнал. — 2018. — № 2. — С. 3–15.
45. Дементьев В.Е. Госкорпорации в экономической стратегии России: к продолжению дискуссии в связи с «антигоскапиталистическими» установками федеральных властей // Российский экономический журнал. — 2011. — № 3. — С. 3–20.
46. Дементьев В.Е. О характере российской «догоняющей» модернизации и ее институциональном обеспечении // Российский экономический журнал. — 2005. — № 2. — С. 3–13.

47. Денисов, К. И. Основные элементы управленческой модели совершенствования механизма устойчивого развития предприятий топливно-энергетического комплекса в условиях глобализации / К. И. Денисов // Экономические науки. – 2007. – № 1. – С.29-35.

48. Денисов К. И. Современное состояние и проблемы развития топливно-энергетического комплекса России / К. И. Денисов // История науки и техники. – 2007. – № 4. – С.27-32.

49. Денисов, К. И. Устойчивое развитие предприятий развития топливно-энергетического комплекса как объект управления в рыночных условиях / К. И. Денисов // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2007. – № 4. – С.65-67.

50. Дози Дж. Экономическая координация и динамика: некоторые особенности альтернативной эволюционной парадигмы // «Вопросы экономики», № 12, -2012. Стр. 31-60

51. Донцова О. И., Абдикеев Н. М., Богачев Ю. С. Развитие управленческих механизмов обеспечения технологического прорыва в экономике России // Управленческие науки 2019. № 4. С. 32-43.

52. Дороги/ пути реинтеграции. Колонка редактора. В.А. Крюков // ЭКО. – 2018. – № 6. – С. 4 - 6.

53. Ефимова С.А., Плотников А.В. Цены и ценообразование. – М.: Омега-Л, 2012 – 190 с.

54. Ежеквартальный отчет эмитента за IV квартал 2013 г. https://web.archive.org/web/20140407081319/http://www.mrsk-sib.ru/shareholders/reporting/quarter/Otchet_4kv_2013.pdf (дата обращения: 23.03.2021)

55. Игнатова О. В Росстате назвали регионы с самой большой убылью населения. URL: <https://rg.ru/2020/02/02/reg-pfo/v-rosstate-nazvali-regiony-s-samoj-bolshoj-ubyliu-naseleniia.html> 5. (дата обращения: 2.03.2021)

56. Ивантер В.В., Говтвань О.Дж., Гусев М.С., Ксенофонтов М.Ю., Кувалин Д.Б., Моисеев А.К., Порфирьев Б.Н., Семикашев В.В., Узяков М.Н., Широков А.А. Система мер по восстановлению экономического роста в России // Проблемы прогнозирования. -№ 1. -2018. –стр. 3- 9.

57. Ивантер В. В., Клепач А.Н., Кувалдин Д.Б., Широков А. А. , Янков К.В. Программа первоочередных действий по социально-экономическому возрождению Кузбасса // ЭКО. – 2018. – № 11. – С. 31 - 46.

58. Ивантер В. В., Порфирьев Б. Н., Широков А. А. , Шокин И. Н. Основы структурно - инвестиционной политики в современных российских условиях // Вестник Финансового университета. -№ 1, - 2017. – стр.6-16.

59. Инновационная электроэнергетика – 21. Под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая. М.: Энергия, 2017 – 594 с.
60. Исследование адаптация энергетики России к посткризисному развитию экономики. Под ред. А.А. Макарова, Ф.В. Веселова. М.: Т8 Изд. Технологии, 2018 – 184 с.
61. Кавато А. Новые бизнес-модели японских компаний. Они не умерли // Вестник Московского университета.- 2011. (серия 24 менеджмент) . № 2. – с. 94-111.
62. Карпов К.А. Закономерности развития мирового энергопотребления. // Проблемы прогнозирования. 2019 № 1. С. 55 -62
63. Клейнер Г. Б. Институциональные аспекты реформирования промышленных предприятий // Проблемы теории и практики управления. -2002. - № 2. С. 24-30.
64. Клейнер Г. Б. От "экономики физических лиц" к системной экономике // Вопросы Экономики.-2017. № 8. - С. 56-74
65. Клейнер Г. Б. Три вопроса к политэкономии (попытка системной интроспекции) // Вопросы экономики, № 8, -2018. С. 118-127.
66. Клейнер, Г. Б. Исследовательские перспективы и управленческие горизонты системной экономики / Г. Б. Клейнер // Управленческие науки. –2015. – № 4. – С. 9-21.
67. КНР: экономика регионов / Отв. ред. А.В. Островский; сост. П.Б. Каменнов; Институт Дальнего Востока РАН. М.: ООО «Издательство МБА», 2015. 660 с.
68. Колодий С.Ю. Трансакционные издержки и их влияние на сбалансированность финансовых ресурсов государства / Ученые записки Таврического национального университета имени В.И. Вернадского Серия «Экономика и управление». Том 25 (64). 2012 г. № 3. С. 103-110.
69. Ковалёв Г.Ф., Крупенёв Д.С., Лебедева Л.М. К вопросу о резервировании генерирующих мощностей. // ЭКО. – 2017. – № 11. – С.155 - 164.
70. Колпаков А.Ю. Возможность сдерживания тарифов на газ и электроэнергию в условиях низкой экономической динамики в России / Международная энергетическая конференция всероссийского открытого постоянно действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова) – 2017»: Материалы конференции. М.: Анкил, 2017. С. 255 - 272.
71. Кондратьев В.Б. Корпоративное управление и инвестиционный процесс / В.Б. Кондратьев. – М.: Наука, 2003. – 318 с.

72. Кондратьев В.Б. Корпоративный сектор и государство в стратегии глобальной конкурентоспособности // Мировая экономика и международные отношения, 2009, № 3, стр. 24-31.

73. Кондратьев, Б. Минерально-сырьевые ресурсы как фактор экономического роста и глобальной конкурентоспособности / Б. Кондратьев // Горная промышленность. – 2014. – № 1 (113). – С.6-11.

74. Кондратьев, В. Тенденции изменения глобального ресурсного ландшафта / В. Кондратьев // Проблемы теории и практики управления. – 2015. – № 3. – С.48-57.

75. Кононов Д.Ю., Кононов Ю.Д. Рациональное агрегирование территории при долгосрочном прогнозировании цен на электроэнергию. // Проблемы прогнозирования. 2016. - № 6. С. 56- 64

76. Кононов Ю. Д. и др. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики. Новосибирск: Наука, 2009. – 178 с.

77. Кононов Ю.Д. Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК. Новосибирск: Наука, 2015. – 147 с.

78. Кононов, Ю. А. Анализ зарубежного опыта комплексной оценки состояния энергетической безопасности / Ю. А. Кононов // Энергетическая политика. – 2018. – № 6. – С. 98-108.

79. Кононов, Ю. Д. Анализ методов и моделей, используемых при оценке вариантов долгосрочного развития ТЭК / Ю. Д. Кононов, Д. Ю. Кононов // Энергетическая политика. – 2018. – № 6. – С. 61-69.

80. Корнев А. К., Максимцова С. И., Трещина С.В., Вертикально интегрированные межотраслевые корпорации как форма перехода от деиндустриализации к реиндустриализации отечественной рыночной экономики // Проблемы прогнозирования. 2017. № 5. С. 50-58.

81. Корнев А.К., Максимцева С.И., Трещина С.В. Рост цен на продукцию добывающей промышленности в постсоветский период и деиндустриализация экономики. // Проблемы прогнозирования. 2016. № 5. С. 70- 85

82. Коссов В.В. Обоснование прогнозируемой цены спроса на электроэнергию для промышленности России до 2020 г. // Проблемы прогнозирования. 2016 № 1. С. 36- 49

83. Красильщиков В. Деиндустриализация, реиндустриализация и развитие // Мировая экономика и международные отношения, № 8, 2016. С. 34-43.

84. Крепков Р. Б. К вопросу устойчивого развития предприятия топливно-энергетического комплекса / Р. Б. Крепков // Научно-практический межотраслевой журнал «Интеграл». – 2011. – №5 (61). – С.16-22.

85. Крепков, Р. Б. Пороговые значения устойчивости развития предприятия топливно-энергетического комплекса / Р. Б. Крепков // Научно-практический межотраслевой журнал «Интеграл». – 2011. – №6 (62). – С.25-30.
86. Крюков В.А., Лавровский Б.Л., Селивёрстов В.Е., Суслов В.И., Суслов Н.И. Сибирский вектор развития: в основе кооперация и взаимодействие. // Проблемы прогнозирования, 2020, № 5. С. 46 - 59
87. Крюков В.А., Селиверстов В.Е., Брагинский А.Ф. На острие восточного вектора / Подготовил А. Соболевский // Наука в Сибири. 2020. № 9, 12 марта. С. 4-5. URL: <http://www.sbras.info/articles/sciencestruct/naostrie-vostochnogo-vektora> (дата обращения: 27.03. 2021)
88. Крюков В.А., Суслов В.И., Баранов А.О., Блам Ю.Ш., Заболотский А.А., Кравченко Н.А., Соколов А.В., Суслов Н.И., Унтура Г.А., Чурашёв В.Н. О содержании проекта Прогноза научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 г. // Проблемы прогнозирования. 2019 № 3. С. 40 -49
89. Крюков, В.А., Фридман Ю.А., Речко Е.Н., Логинова Е.Ю. Стратегия «Кузбасс 2035» в гармонии с углем. // ЭКО. – 2018. – № 11. – С. 8 - 30.
90. Кудрявый В. В. Разговор об энергетике // «ЭНЕРГОСОВЕТ» № 1 (51) январь 2018 [http // www.energsovet.r](http://www.energsovet.r) (дата обращения 20.01.2022), с. 5-8.
91. Кулапин А. И. Стратегическое планирование как базис для реализации потенциала российского ТЭК в глобальной технологической революции? / С. А. Кулапин // Энергетическая политика. – 2018. – №3. – С. 23-26.
92. Кулешов В.В. Новая стратегия экономического развития Сибири // ЭКО. – 2005. - № 9. С. 2-14..
93. Кутовой. Г.П. «Нужна новая парадигма (или архитектоника) экономических отношений в электроэнергетике». Энергетик, 2016 г., № 2, с. 8-13
94. Кутовой Г.П. О выборе варианта дальнейших реформ в электроэнергетике: от чего ушли, к чему пришли и как выстраивать отношения в электроэнергетике, обеспечивая ее развитие / Международная энергетическая конференция всероссийского открытого постоянно действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова) – 2017»: Материалы конференции. М.: Анкил, 2017. С. 209 - 235.
95. Лавровский Б.Л., Горюшкина Е.А., Шильцин Е.А. Региональные дисбалансы: Россия и Сибирь / Под ред. В.И. Суслова. Новосиб. гос. тех. ун-т. Новосибирск, 2010. 305 с.
96. Кутовой Г.П. Электроэнергетика вновь перед выбором варианта дальнейших реформ// «ЭНЕРГОСОВЕТ» № 1 (51) январь 2018 [http // www.energsovet.r](http://www.energsovet.r) (дата обращения 20.01.2022), с. 26-30.

97. Манукян М.М., Борzych Л.В. Трансакционные издержки: сущность и динамика в Российской экономике // Вестник СамГУ. 2014, - № 8 (119). –С. 71-74
98. Макаров А. А. Модельно-информационная система для исследования перспектив развития энергетики России (SCANNER) // Управление развитием крупномасштабных систем. М.: Физматлит, 2012 – с. 102-184.
99. Макаров А. А., Малахов В.А., Филиппов С.П. Основы пространственного развития энергетики // Фундаментальные проблемы пространственного развития Российской Федерации. М.: Медиа-Пресс, 2013 – с. 257 – 305.
100. Макаров А.А. Возможности технологического прогресса в энергетике России // Проблемы прогнозирования .- 2020 . № 1. С. 71 -86
101. Макаров А.А. Полвека системных исследований развития энергетики СССР и России – а что далее? // Теплоэнергетика. -2020. № 12. С. 5 -14.
102. Макаров А.А. Системные исследования развития энергетики. М.: Изд. МЭИ, 2015 – 280 с.
103. Малахов В.А., Несытых К.В. О роли топливно-энергетического комплекса в экономике России. // Проблемы прогнозирования. 2016. № 5. С. 59 – 69
104. Международный опыт организации рынков мощности <https://www.bigpowernews.ru/research/document38893.phtml> (дата обращения: 20.01. 2022)
105. Межов И.С. Методы и инструменты анализа вертикальных взаимодействий предприятий - участников интеграции Экономическая наука современной России. 2008. № 4 (43). С. 114-125.
106. Межов С.И. Реализация инновационных стратегий промышленных компаний: организационно-экономические императивы // Интеграл , 2011, №1 (57), С. 54-57.
107. Межов И.С., Дронова О.Б. Национальная модель корпоративного управления: императивы финансирования роста российской экономики //Финансы: теория и практика. 2018. т. 22. № 3 (105). с. 36-51.
108. Межов И.С., Межов С.И. Методология исследования инновационных процессов корпорации. // Вестник Алтайской академии экономики и права. 2015. № 1 (39). С. 25-34.
109. Межов С.И., Межов И.С . Национальная модель корпоративного управления: системный фактор роста российской экономики . Экономика. Профессия. Бизнес. 2020. № 1. С. 5-15.

110. Межов С.И., Межов И.С. Национальные проекты: нужна новая модель корпоративного управления. Менеджмент и бизнес-администрирование. 2019. № 2. С. 128-144.
111. Межов С.И., Межов И.С. Прогнозирование операционно-инновационных процессов крупной промышленной корпорации // Проблемы прогнозирования. 2020. № 4 (181). С. 41-54
112. Межов, И.С. Организационное проектирование интегрированных производственных систем / И.С. Межов. – Барнаул : Изд-во Алт. ун-та, 2002. – 231 с.
113. Межов И.С., Бочаров С.Н. Организация и развитие корпоративных образований. Интеграция. Анализ взаимодействий. Организационное проектирование. –Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2010. – 419 с.
114. Межов С.И. Экономика инновационной корпорации: теория и проблемы эффективности / С.И. Межов. – Барнаул : Изд-во ААЭП, 2012. – 216 с. – 14 п.л.
115. Методические указания по разработке национальных проектов (программ) (утв. Правительством РФ 04.06.2018 № 4072п-П6)URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_300277/. (дата обращения: 27.03. 2021)
116. Минерально-сырьевой сектор Азиатской России: как обеспечить социально-экономическую отдачу/ Под ред. акад. РАН В.В. Кулешова. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2015. 352 с.
117. Михеева Н.Н. Стратегия пространственного развития: новый этап или повторение старых ошибок? // ЭКО. 2018. № 5. С. 158 – 178
118. Мозговая, Е. С. Необходимость государственного регулирования устойчивости развития топливно-энергетического комплекса // Вестник Саратовского государственного социально-экономического университета (СГСЭУ). – 2011. – № 3(37). – С.117-121.
119. На мегаватты накрутили мегацену Спад потребления не сдержал стоимость энергии <https://www.kommersant.ru/doc/4681667> (дата обращения: 24. 12. 2021)
120. Необходимо искать выход из ценового тупика в энергетике /М. Е. Байзаков, Г.П. Кутовой, <http://portal-energo.ru/companiesblogs/details/id/1092/>) (дата обращения: 25. 11. 2021)
121. Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Сибири до 2020 года (с изменениями на 26 декабря 2014 года). Постановление Правительства Российской Федерации от 26 декабря 2014 года № 1505 (Офици-

альный интернет-портал правовой информации www.pravo.gov.ru, 04.01.2015, № 0001201501040032) (дата обращения: 16. 02. 2021)

122. Оболенский В.П. Россия на пути к инновационному развитию // *Мировая экономика и международные отношения*, №9, 2008. С. 31-39.

123. Оптовые цены на электроэнергию в РФ в 2020 году выросли до максимума/ <https://www.interfax.ru/business/749835>(дата обращения: 24. 12. 2021)

124. Орлова Ю.А. Оптовый рынок электроэнергии и мощности: Возрождение регулирования // *ЭКО*. 2019. № 4. С. 113 – 131.

125. Османова В. П. Эффективность функционирования и управления топливно-энергетическим комплексом с позиции обеспечения устойчивого развития / В. П. Османова, Т. В. Якубов // *Terra economicus*. – 2012. – Т. 10. – №4. – Ч. 2. – С.65-68.

126. Основные показатели работы предприятий Алтайского края в сфере производства промышленной продукции. Январь-декабрь 2005 (полный круг): Стат. бюл. / Территориальный орган Росстата по Алтайскому краю. – Барнаул. 2012.– 54с.

127. Осьмаков, В. О стратегии развития промышленности России / В. Осьмаков, А. Калинин // *Вопросы экономики*. – 2017. – № 05. – С. 45-59.

128. Отток капитала из России: Статистика по годам 1994-2018? // http://fincan.ru/articles/28_ottok-kapitala-iz-rossii-ctatistika-po-godam/

129. Официальный сайт Главное управление Алтайского края по труду и социальной защите Режим доступа: [<http://www.trud22.ru/>].

130. Отчет об итогах социально-экономического развития Алтайского края в 2015 году [Электронный ресурс] // Администрация Алтайского края : офиц. сайт. – Электрон. текст. дан. – Барнаул, 2016. – Режим доступа: http://altairegion22.ru/gov/administration/glava/society_economy/otchet-o-deyatelnosti-administratsii-2015/otchet-ob-itogakh-sotsialno-ekonomicheskogo-razvitiya-altayskogo-kрая-v-2015-godu.php. (дата обращения: 27.03. 2021)

131. Официальный интернет-портал правовой информации. – Москва. – URL:<http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/2201202012300010?index=0&rangeSize=10> (дата обращения: 08.09.2021).

132. Официальный сайт Управления Алтайского края по промышленности и энергетике. Режим доступа: [<http://www.alt-prom.ru/>] (дата обращения: 27.03. 2021).

133. Официальный интернет-портал правовой информации. – Москва. – URL:<http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/2201202012300012?index=1&rangeSize=1> (дата обращения: 08.09.2021).

134. Перспективы и риски развития человеческого потенциала в Сибири / Отв. ред. В.В. Кулешов; РАН, Сиб. отд-ние, ИЭОПП, Ин-т археологии и этнографии, Ин-т геогр. им. В.Б. Сочавы, НИИ комплексных проблем гигиены и проф. заболеваний СО РАМН. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. 367 с.
135. Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического прогресса / под ред. В.А. Кулагина // М.: ИНЭИ РАН, 2020. – 320 с.
136. Плакиткин Ю.А. Энергия и прогнозы мирового развития: тенденции и закономерности: в 2 ч. / Ю.А. Плакиткин, Л.С. Плакиткина. М.: Издательский дом МЭИ, 2020. — 220 с.
137. Плещинский А.С. Оптимизация межфирменных взаимодействий и внутрифирменных управленческих решений. М.: Наука, 2004. - 254 с.
138. Плещинский А.С., Титов В.В., Межов И.С. Механизмы вертикальных взаимодействий предприятий (вопросы методологии и моделирования). Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2005. -336 с.
139. Полтерович В.М. О стратегии догоняющего развития для России // Экономическая наука современной России. – №3(38). – 2007. – С. 17-23.
140. Порфирьев Б.Н. Новые глобальные тенденции развития энергетики – вызовы и риски интеграции России в мировую экономику. // Проблемы прогнозирования. 2015 № 1. С. 45 -52
141. Порфирьев Б.Н., Широков А.А., Узяков М.Н., Гусев М.С., Шокин И.Н. Основные направления социально-экономического развития в 2020-2024 гг. и на период до 2035 г. // Проблемы прогнозирования .- 2020 . № 3. С. 3 -15
142. Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 316 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации „Экономическое развитие и инновационная экономика“» (с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс]. — URL: <https://base.garant.ru/70644224/>(дата обращения: 27.03. 2021).
143. Постановление Правительства РФ от 15.10.2016 № 1050 «Об организации проектной деятельности в Правительстве Российской Федерации» [Электронный ресурс]. - URL: <https://base.garant.ru/71515458/94ae5cbc8380b22e112057ec1861454a/>.(дата обращения: 27.03. 2021)
144. Понять и принять - СССР и Госплан - всё./ А. Преснов, Т. Иванова /<https://www.aeapresnow.com/post/2017/06/11/%D0%BF%D0%BE%D0%BD%D1%8F%D1%82%D1%8C-%D0%B8-%D0%BF/>.(дата обращения: 27.03. 2021)
145. Постановление Правительства РФ от 21.05.2013 № 426 (ред. от 13.11.2019) «О федеральной целевой программе «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса

России на 2014–2020 годы» [Электронный ресурс]. — URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146773/ (дата обращения: 2.02. 2021).

146. Постановление Правительства РФ от 29.03.2018 № 346 «О внесении изменений в государственную программу Российской Федерации „Развитие науки и технологий“ на 2013–2020 годы» [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71811462/> (дата обращения: 2.02. 2021).

147. Постановление Правительства РФ от 31.10.2018 № 1288 «Об организации проектной деятельности в Правительстве Российской Федерации» [Электронный ресурс] URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71993040/> (дата обращения: 2.02. 2021).

148. Приказ Министерства экономического развития РФ от 26.12.2012 № 817 «Об утверждении Методических указаний по разработке и реализации государственных программ Российской Федерации» [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70198158/> (дата обращения: 2.03. 2021).

149. Прогноз Минэкономразвития по росту промпроизводства на 2019 год может не сбыться. Не беда, МЭР подготовит новый [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.vestifinance.ru/articles/130073> (дата обращения: 2.03. 2021)

150. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с.

151. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России до 2035 года. Москва 2016. https://minenergo.gov.ru/node/6365Prognoz_NTR_v_otraslyah_TEK_podpis.pdf (дата обращения: 2.03. 2021)

152. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. М.: ИНЭИ - АЦ Прав. РФ, 2013 – 107 с.

153. Промышленное производство в России. 2019: Стат.сб./Росстат. –П М., 2019 – 286 с. <http://www.gks.ru> (дата обращения: 2.03. 2021)

154. Проценко В.П. Оптимизация потребления энергии как фактор совершенствования энергетики.// Тяжелое машиностроение. – 2005. № 4.С. 28-34.

155. Прогноз развития энергетики мира и России. М.: ИНЭИ – МШУ СКОЛКОВО, 2019 – 210 с.

156. Расчёт нерегулируемой цены. – Текст : электронный // АО «Барна-ульская горэлектросеть» : официальный сайт. – 2021. – URL: <https://bges.ru/retail-market/unregulated-price/> (дата обращения: 08.09.2021).

157. Рамзаев В.М., Хаймович И.Н, Чумак П.В. Модели прогнозирования конкурентного роста предприятий при их энергомодернизации. // Проблемы прогнозирования. 2015 № 1. С. 67 -75

158. Распоряжение от 5 июля 2010 года №1120-р. Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Сибири до 2020 года. [Электронный ресурс] URL: <http://government.ru/docs/32366/>(дата обращения: 27.03.2021).

159. Распоряжение Правительства РФ от 17.11.2008 N 1662-р (ред. от 28.09.2018) <О Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года> (вместе с "Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года") http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_82134/(дата обращения: 27.03.2021)

160. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2019: Р32 Стат. сб. / Росстат. М., 2019. 1204 с.

161. Резолюция Председателя Правительства Российской Федерации от 22 мая 2018 года № ДМ-П13-2858 «Об обеспечении реализации Указа Президента России «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» [Электронный ресурс]. — URL: <http://government.ru/orders/selection/404/32628/> (дата обращения: 2.03. 2021).

162. Ресурсные регионы России в «новой реальности» / Отв. ред. В.В. Кулешов; ФАНО, ИЭОПП СО РАН. Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2017. 307 с.

163. Роль научно-технического прогресса в развитии энергетики России. Под ред. А.А. Макарова и Ф. В. Веселова. М.: ИНЭИ, 2019 – 240 с.

164. Савельев В., Усс А. «Енисейская Сибирь» – крупнейший проект в истории современной России. URL:https://www.kommersant.ru/doc/4293096?from=region24_right (дата обращения: 2.03. 2021)

165. Селивестов В.Е. Стратегические разработки и стратегическое планирование в Сибири: опыт и проблемы. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2010. – 496 с.

166. Семенов-Тянь-Шанский В.П. О могущественном территориальном владении применительно к России. // Известия Императорского Русского Географического Общества. Т. XI. Вып. VIII. Петроград: Типография Стасюлевича, 1915. С. 425-458.

167. Сибирь в первые десятилетия XXI века / отв. ред. В.В. Кулешов; ИЭОПП СО РАН. Новосибирск: Изд-во ИЭОПП, 2008. 788 с.

168. Сильвестров С.Н., Бауэр В.П., Еремин В.В. К анализу поучительного для России опыта применения инструментария стратегического планирова-

ния развития экономики во Франции, США и КНР // Российский экономический журнал. — 2019. — № 1. — С. 41–57.

169. Системное моделирование и анализ мезо- и микроэкономических объектов / Отв. ред. В.В. Кулешов, Н.И. Суслов; РАН, Сиб. отд. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2014. 487 с.

170. Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен: официальный сайт АО «Администратор торговой системы». – Москва. – URL: <https://www.atsenergo.ru/results/market/svnc> (дата обращения: 08.09.2021).

171. Современная роль экономики Сибири в народнохозяйственном комплексе России / Отв. ред. В.В. Кулешов; РАН, Сиб. отд-ние. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2014. 325 с.

172. Стоимость услуг инфраструктурных организаций оптового рынка электроэнергии (по субъектам РФ): официальный сайт АО «Администратор торговой системы». – Москва. – URL: https://www.atsenergo.ru/nreport?rname=FRSV_REESTR_INFRAORG_USLUGI_REGRF_ATS&rdate=20210601 (дата обращения: 08.09.2021).

173. Статистические сборники Росстата «Регионы России» <https://rosstat.gov.ru/>. (дата обращения: 27.03. 2021).

174. Стиглиц Дж. Quis custodiet ipsos custodes? Неудачи корпоративного управления при переходе к рынку. // Экономическая наука современной России. № 4, -2001.- стр. 108-139.

175. Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/ekonomicheskie_obzory/ (код доступа 29.03.2021)

176. Суслов В.И. Сибирь как мегарегион: экономические параметры и стратегии развития // Сибирь как мегарегион: параметры и цели / Под науч. ред. В.И. Супруна. Новосибирск: ФСПИ «Тренды», 2018. С. 70-86.

177. Стоимость услуг инфраструктурных организаций оптового рынка электроэнергии (по субъектам РФ): официальный сайт АО «Администратор торговой системы». – Москва. – URL: https://www.atsenergo.ru/nreport?rname=FRSV_REESTR_INFRAORG_USLUGI_REGRF_ATS&rdate=20210601 (дата обращения: 08.09.2021).

178. Тарифная политика в Российской Федерации в отраслях коммунальной сферы: приоритеты, проблемы, перспектива [Текст] : докл. к XXI Апр. междунар. науч. конф. по проблемам развития экономики и общества, Москва, 2020 г. / Е. В. Яркин, И. А. Долматов (рук. авт. кол.), М. А. Панова и др. ; Нац.

исслед. ун-т «Высшая школа экономики». — М. : Изд. дом Высшей школы экономики, 2020. — 174 с.

179. Титов В.В., Межов И.С., Солодилов А.А. Производственный менеджмент: Концепции развития и практические инструменты реализации. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2007. – 276 с.

180. Тулохонов А. – Есть ли у России стратегия пространственного развития, или еще раз о реформах в российском государстве. // Экономист 2019. № 4. С. 3 -10.

181. Управление Федеральной службы государственной статистики по Алтайскому краю и Республике Алтай (Алтайкрайстат) <http://akstat.gks.ru> (дата обращения: 2.03. 2021)

182. Уильямсон О.И. Экономические институты капитализма: фирмы, рынки, «отношенческая» контрактация / О.И.Уильямсон. –СПб. : Лениздат, CEV Press? 1996. - 702 с.

183. Уильямсон, О.И. Исследования стратегий фирм: возможности концепции механизмов управления и концепции компетенций / О.И. Уильямсон // Российский журнал менеджмента. –2003. – Том 1. – №2. – С. 79–114.

184. Федеральный закон «О стратегическом планировании в Российской Федерации» от 28.06.2014 № 172-ФЗ [Электронный ресурс]. — URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_164841/ (дата обращения: 2.03. 2021).

185. Федеральный закон «Об иностранных инвестициях» [Электронный ресурс]. — URL: <https://base.garant.ru/198991/> (дата обращения: 30.03. 2021).

186. Федеральный закон "Об электроэнергетике" от 26.03.2003 N 35-ФЗ (последняя редакция) / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 30.03. 2021)

187. Хачатуров С.Е. Организация производственных систем (теоретическое основание организационной науки) / С.Е. Хачатуров. – Тула.: Шар., 1996. 202 с.

188. Цибульский В.Ф. О влиянии цен и масштаба производства электроэнергии на развитие экономики РФ/ Международная энергетическая конференция всероссийского открытого постоянно действующего научного семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова) – 2017»: Материалы конференции. М.: Анкил, 2017. 517 с

189. Ценовые категории электроэнергии в 2021 году (1-6) (URL: <http://kwexpert.ru/services/cost-of-ownership-electro-economy/minimization-of-the-cost/vybor-tsenovoy-kategorii-elektroenergii.php>) (дата обращения: 20.05. 2021)

190. Шумпетер Й. Теория экономического развития (Исследование предпринимательской прибыли, капитала, кредита, процента и цикла конъюнктуры): пер.с англ. - М.: Прогресс, -1982. - 455 с.
191. Чесбро Г. Открытые инновации / Пер. с англ. В.Н. Егорова – М.: Поколение, 2007. – 336 с.
192. Чельсон, Р.Р. Почему фирмы отличаются друг от друга и какое это имеет значение? / Р.Р. Чельсон // Уроки организации бизнеса / под ред. А.А. Демина, В.С. Катькало. – СПб. : Лениздат, 1994. С. 63–89.
193. Экономика и управление в современной электроэнергетике России. 2-е изд. Под ред. Е.В. Аметистова, А.Ю. Шаровой. НП «КОНЦ ЕЭС», 2019 – 725 с.
194. Экономика Сибири: стратегия и тактика модернизации / Ред. кол.: А.Э. Конторович, В.В. Кулешов, В.И. Суслов, ИЭОПП СО РАН. Новосибирск: Анкил, 2009. 317 с.
195. Электроэнергетика Сибири: краткий обзор состояния и перспективы развития <https://marketelectro.ru/content/elektroenergetika-sibiri-kratkiy-obzor-sostoyaniya-i-perspektivy-razvitiya/> (дата обращения: 2.03. 2021)
196. Электроэнергетика Алтайского края: состояние и основные тенденции развития. 2014-2016 Аналитическая записка. Управление Федеральной : службы государственной статистики по Алтайскому краю и Республике Алтай (Алтайкрайстат) / <http://akstat.gks.ru> (дата обращения: 2.03. 2021)
197. ЭСС Электрические сети в Системе информационно-консалтинговая группа <https://electricalnet.ru/blog/rynok-moschnosti-v-elektroenergetike-rossii-statya-1>. (дата обращения: 20.01. 2022)
198. Электроэнергетика вновь перед выбором варианта дальнейших реформ/www.energsovet.ru/bul_stat.php?idd=688(дата обращения: 23.11. 2021)
199. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. С. 24. (<https://minenergo.gov.ru/view-pdf/1026/119047>) (дата обращения: 2.03. 2021)

200. Энергетический портал. Вопросы производства, сохранения и переработки энергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.smenergo.ru/wind/> (дата обращения https://kapital-rus.ru/articles/article/iz_rossii_vyveli_bolee_800_mlrd_dollarov_za_chetvert_veka/ (дата обращения: 30.03. 2021))
201. <https://expert.ru/dossier/rating/expert-400/> (дата обращения 27.02 2021);
202. Ященко А.В. Государственное регулирование деятельности естественных монополий и его эффективность в условиях реформирования энергетики России. / Матералы II Международной научно-практической конференции «Дни науки – 2006». Том 3. – Экономические науки. – Днепропетровск: Наука і освіта, 2006. – стр. 52-56
203. Ященко А.В. История формирования региональной коммунальной энергокомпании в условиях поэтапного реформирования энергетики: монография / А.В. Ященко. – Барнаул : Изд-во ААЭП, 2012. – 128 с.
204. Ященко А.В. Проблемы управления: реформирование энергетики в Краснодарском крае. / Образование, наука, инновации – вклад молодых исследователей: материалы I (XXXIII) Международной научно-практической конференции/Кемеровский госуниверситет.– Кемерово: Полиграф, 2006. – Вып. 7. – Т. 3. – с. 5-6
205. Ященко А.В. Управление развитием энергосистемы региона в условиях реформирования энергетики России (на примере Краснодарского края). Журнал «Российское предпринимательство». - сентябрь 2006. - ООО Издательство «Креативная экономика», Москва. – стр. 30-36
206. Ященко А.В. Управление реформированием энергетики РФ на федеральном и региональном уровнях (на примере Краснодарского края). / Региональные проблемы эволюции экономики и общества. Кн. 2: Проблемы экономического развития территорий [Текст]: материалы межрегиональной научно-практической конференции (24 января 2006 г.) / под ред. В.Г. Горшкова, Э.Ф. Аунапу. – Барнаул: Изд-во ААЭП, 2006. – с.175 - 179

207. Ященко А.В., Писарев В.А. Зарубежный опыт реформирования механизмов регулирования и управления энергетическими компаниями. / Научное творчество молодежи: Материалы X Всероссийской научно-практической конференции (21-22 апреля 2006 г.) Ч. 2. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2006. – с. 38-40

208. Ященко А.В., Писарев В.А. Тарифы как один из механизмов обеспечения экономически устойчивого развития естественных монополий./ Современное состояние и проблемы развития экономики и права: сборник материалов международной научно-практ. конференции.– Шадринск: Шадринский государственный педагогический институт, 2006. – с. 206-211.

209. Ященко А.В. Региональный подход в реструктуризации энергетики: коммунальный аспект // "Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований", № 3 – 2012, Изд-во: ИД «Академия Естествознания», г. Пенза – стр.88-90

210. Ященко А.В. История формирования региональной коммунальной энергокомпании в условиях поэтапного реформирования энергетики // . – Барнаул: Изд-во ААЭП - 2012. – 128 стр.

211. Ященко А.В., Методические подходы к формированию системы мониторинга социально-экономических процессов в регионе // Экономические науки». -2012. –С. 120-124

212. Ященко А.В. Алгоритм проектирования социально-экономического развития региона // «Вопросы экономики и права» - 2012. –Изд-во: ООО «Экономические науки» - стр. 100-104

213. Ященко А.В. Экономика России: объективные трудности или субъективные просчёты управления. Менеджмент в России и за рубежом. - № 4. _2021. - С. 14-22.

214. Ященко А.В. Экономика России: чего не хватает для развития отраслей и предприятий. // Экономика. Профессия Бизнес. - № 2. – 2021. - С. 125-133.

215. Ященко А.В. Что мешает реализации программ развития Сибири?// Межов С.И., Ященко А.В. Менеджмент и бизнес-администрирование. – № 2.- 2021. - С.

216. Ященко А. В. Развитие электроэнергетики в аспекте совершенствования взаимодействия с экономикой / Теоретические и практические аспекты развития современной науки: теория, методология, практика/ сборник научных статей по материалам V международной научно-практической конференции (15 июня 2021 г., г. Уфа)/ - Уфа: Изд. НИЦ Вестник Науки, 2021. – С. 70 – 84.

217. Ященко А.В. Что мешает появлению компромиссной модели взаимодействия электроэнергетики и экономики? // Экономика. Устойчивого Развития. - № 3. – 2021. - с. 150-156.

218. Ященко А.В. Организация поставок электроэнергии и мощности: опыт и практика реформ отдельного региона Менеджмент и бизнес-администрирование. – № 3.-2021. - С. 92 -- 104

219. Ященко А. В. Гарантирующий поставщик: идейный замысел или реакция на концептуальные ошибки реформирования электроэнергетики / Межов С. И., Ященко А. В. // Экономика и управление: проблемы, решения. № 9, том 2 (117) – 2021 Сентябрь. С. 4 – 14.

220. Ященко А.В. Программный комплекс по оценке и управлению рисками выхода из строя электрических сетей / Д.А. Боярков, Б.С. Компанец, // Автоматизация в промышленности. - 2021. - № 11. - С. 4 -8.

221. Ященко А.В Оптовый рынок электроэнергии и мощности как результат реформирования РАО ЕЭС (на примере Алтайского края) // Экономика. Профессия Бизнес. - № 4. – 2021. - С. 118-125.

222.

223.

224.

225.

226.

- 227.
- 228.
- 229.
- 230.
231. Becker G. S. (1976). The Economic Approach to Human Behavior. Chicago: University of Chicago Press.
232. .
- 233.
234. Kryukov V. Energy and Natural Resources // Russia: Strategy, Policy and Administration / Ed.: I. Studin. Basingstoke: Palgrave Macmillan UK, 2018. P. 205-215.
235. Kryukov V.A. Studying the Economy of Siberia: Continuity and Integrity // Regional Research of Russia. 2019. Vol. 9. Is. 2. P. 107-117.
236. Kryukov V.A., Kuleshov V.V., Seliverstov V.E. Formation of Organizational and Economic Mechanisms for the Acceleration of Siberia's Socioeconomic Development // Regional research of Russia. 2013. Vol. 3. №. 4. P. 397-404.
237. Kuleshov V.V., Seliverstov V.E. Role of Siberia in Russia's Spatial Development and Its Positioning in the Strategy for Spatial Development of the Russian Federation // Regional Research of Russia. 2018. Vol. 8. № 4. P. 345-353. 10.
238. Красноярская ГЭС
<https://yandex.ru/search/?clid=2186621&text=%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F%20%D0%B3%D1%8D%D1%81&lr=197&redircnt=1626002362.1> (дата обращения: 20.05. 2021)
239. <https://www.planet-kob.ru/articles/5540> (дата обращения: 20.05. 2021)
240. <http://static.government.ru/media/files/aaooFKSheDLiM99HEcyrygytfmGzrnAX.pdf> (концепция РФ до 2020) (дата обращения: 10.05. 2021)
241. Стратегия развития Сибири
 НП <http://old.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/bd09077d-0fe1-49c5-afe2-e6523919dbb6> ((дата обращения: 18.05. 2021)
242. (рейтинг иностранных компаний)
[//www.forbes.ru/newsroom/biznes/400423-forbes-nazval-2000-krupneyshih-publichnyh-kompaniy-iz-nih-23-rossiyskie](http://www.forbes.ru/newsroom/biznes/400423-forbes-nazval-2000-krupneyshih-publichnyh-kompaniy-iz-nih-23-rossiyskie) (дата обращения: 10.05. 2021)
243. <https://karatu.ru/promyshlennost-sibiri/>(дата обращения: 20.05. 2021)
244. [sibirskiy-federal-nyu-okrug.pdf](#) (дата обращения: 10.05. 2021)
245. НП «Совет рынка» www.np-sr.ru (дата обращения: 11.06. 2021)

246. Сайт оптового рынка компании АТС Администратор торговой системы <https://www.atsenergo.ru/> (дата обращения: 11.06. 2021)
247. Рынок электроэнергии и мощности НП Совет рынка (некоммерческое партнерство) <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm> (дата обращения: 15.06. 2021)
248. Системный оператор единой энергетической системы, Технологическое обеспечение работы оптовых рынков правила оптового рынка <https://www.so-ups.ru/?id=5> (дата обращения: 15.06. 2021)
249. АО Администратор торговой сети дочерняя компания НП Совет рынка <https://www.atsenergo.ru/ats/about/history> (дата обращения: 15.06. 2021)
250. Регламент цен на электроэнергию НП Совет рынка <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/2014> (дата обращения: 15.06. 2021)
251. Схема и программа «развития электроэнергетики Алтайского края» на 2015 - 2019 [http://alt-prom.ru/uploads/files/2019/11/sipr-2015 - 2019_1575076315.pdf](http://alt-prom.ru/uploads/files/2019/11/sipr-2015-2019_1575076315.pdf) годы (дата обращения: 15.06. 2021)
252. https://www.np-sr.ru/ru/SR_0V002004 (розничный рынок) (дата обращения: 15.06. 2021)
253. <https://base.garant.ru/187460/> (Приказ федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. N 20-э/2 "об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке" (с изменениями и дополнениями) (дата обращения: 15.06. 2021)
254. Федеральный информационный реестр гарантирующих поставщиков и зон их деятельности/ [https://fas.gov.ru/pages/activity/tariffregulation /federalnyij-informacionnyij-reestr-garantiruyushhix-postavshhikov-i-zon-ix-deyatelnosti.html](https://fas.gov.ru/pages/activity/tariffregulation/federalnyij-informacionnyij-reestr-garantiruyushhix-postavshhikov-i-zon-ix-deyatelnosti.html)(дата обращения: 15.06. 2021)
255. <https://marketelectro.ru/content/elektroenergetika-sibirskogo-federalnogo-okruga-vzglyad-skvoz-prizmu-sobytyy> (генерирующие компании СФО) (дата обращения: 15.06. 2021)

256. <https://www.so-ups.ru/> Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») –(дата обращения: 15.06. 2021)

257. https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2224095450_ao-kholdingovaya-kompaniya-barnaulskiy-stankostroitelnyy-zavod(дата обращения: 15.06. 2021)

258. https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2224152780_ao-barnaulskaya-teplosetevaya-kompaniya(дата обращения: 15.06. 2021)

259. https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2446000322_ao-krasnoyarskaya-ges

260. АО «ЕвроСибЭнерго» https://www.eurosib.ru/ru/http://fincan.ru/articles/28_ottok-kapitala-iz-rossii-ctatistika-po-godam/ (дата обращения: 15.06. 2021)

261. Волконский В.А., Кузовкин А.И Конкуренция и регулирование в управлении электроэнергетикой (теоретические подходы) <https://ecfor.ru/wp-content/uploads/2007/fp/4/03.pdf>(дата обращения: 15.06. 2021)

262. ООО Росводоканал Барнаул, <https://barnaul.rosvodokanal.ru/> (дата обращения: 15.06. 2021)

263. https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2221064060_ooo-barnaulskiy-vodokanal (дата обращения: 15.06. 2021)

264. Статья об оптовом рынке <https://en-mart.com/prosto-ob-optovom-rynke-elektroenergii/>(дата обращения: 6.07. 2021)

265. https://БарнаульскаяГорэлектросетьyandex.ru/search/?text=%D0%B0%D0%BE%20%D0%B1%D0%B3%D1%8D%D1%81%20%D0%B1%D0%B0%D1%80%D0%BD%D0%B0%D1%83%D0%BB&lr=197&clid=2186621&src=suggest_B (дата обращения: 15.06. 2021)

266. https://www.audit-it.ru/buh_otchet/2221008019_ao-barnaulskaya-gorelektroset (дата обращения: 15.06. 2021)

267. Федеральный закон "о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию единой энергетической системы России" от 04.11.2007 n 250-ФЗ (последняя редакция) http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_72255 (дата обращения: 15.06. 2021)

268. Реестр естественных монополий. <https://gozakaz.ru/yestestvennye-monopolii-cto-eto-i-kakuyu-rol-igrayut-v-goszakupkakh/>(дата обращения: 18.08.2021)

269. [https://kpfu.ru/portal/docs/F1597649095/_Vertikalnaya.integraciya.i.diversifikaciya.proizvodstva.pdf](https://kpfu.ru/portal/docs/F1597649095/_Vertikalnaya_integraciya_i_diversifikaciya_proizvodstva.pdf) (kpfu.ru) (дата обращения: 15.06.2021)

270. <https://www.bigpowernews.ru/research/document38893.phtml>

ПРИЛОЖЕНИЯ